

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки – 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение электроэнергетики и электротехники

Профиль – Энергосберегающие режимы работы электрических источников питания, комплексов и систем

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
Проектирование и расчет систем оборудования собственных нужд конденсационной электростанции	

УДК 621.311.22:621.311.18.001

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Л	Трофимов Виктор Геннадьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернышев И.А.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко А.А.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД ИШНКБ	Бородин Ю.В.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Отделение электроэнергетики и электротехники (ОЭЭ) инженерной школы энергетики (ИШЭ)	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОЭЭ ИШЭ	Дементьев Ю.Н.	Ph.D., к.т.н.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки – 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение электроэнергетики и электротехники

Профиль – Энергосберегающие режимы работы электрических источников питания, комплексов и систем

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель отделения

(Подпись) _____ (Дата) Дементьев Ю.Н.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6Л	Трофимову Виктору Геннадьевичу

Тема работы:

Проектирование и расчет систем оборудования собственных нужд конденсационной электростанции
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы производственной практики, техническая литература, техническая документации
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Титульный лист Задание Реферат Введение Раздел 1 Проектирование электрической схемы станции Раздел 2 Анализ самозапуска электродвигателей собственных нужд Раздел 3 Социальная ответственность Раздел 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Заключение Список литературы
Перечень графического материала	- функциональная схема электропривода; - имитационная модель;

	-графики переходных процессов электропривода;
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Основное исследование	Чернышев И.А.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Фигурко А.А.
Социальная ответственность	Бородин Ю.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернышев И.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Л	Трофимов В.Г.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6Л	Трофимову Виктору Геннадьевичу

Инженерная школа	ИШЭ	Отделение	Электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Магистр	Направление	«Электроэнергетика и электротехника»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- Оклады и стоимость оборудования выбраны по г.Томск. Оклады в соответствии с окладами ТПУ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- нормы амортизации (33,3%); - накладные расходы (16%).
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	- отчисления в социальные фонды (27,1%).

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	SWOT
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Формирование плана и графика разработки НИИ: -определение структуры работ; - определение трудоемкости работ; - разработка графика Ганта. Формирование бюджета затрат на НИИ: - материальные затраты; - заработная плата; - отчисления на социальные цели; - накладные расход; - амортизация.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Перечень графического материала:

1. График проведения НИ
2. Матрица SWOT
3. Расчет бюджета затрат НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко А.А.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Л	Трофимов Виктор Геннадьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6Л	Трофимову Виктору Геннадьевичу

Инженерная школа	ИШЭ	Отделение	Электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочее место представляет собой помещение электрической подстанции, внутри которой находится электрооборудование под высоким напряжением. Вредные и опасные факторы производственной среды: Движущиеся машины и механизмы монтажного и ремонтного оборудования; шанс поражения персонала электрическим током; пониженный или повышенный уровень освещенности; повышенный уровень шума и вибрации от работающих приводных электродвигателей, систем вентиляции и охлаждения, воздействия движущихся частей изделия и частей изделия, нагреваемых до высоких температур. Аварийные и чрезвычайные ситуации – пожары.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Правила устройства электроустановок; ГОСТ 12.2.007.0-75 «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности», который устанавливает общие требования безопасности к конструкции электротехнических изделий; ГОСТ Р 12.1.019-2009 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»; СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях»; СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»; ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» и НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности»</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); <p>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p>	<p>В данной части необходимо проанализировать следующие опасные факторы: термические</p>

<ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>опасности; электробезопасность; пожаровзрывобезопасность.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 	<p>Электрическая станция оказывает влияние на окружающую среду следующими факторами: электромагнитные поля, акустический шум, озон, окислы азота, электро-поражение птиц, сажащихся на провода, изоляторы и конструкции опор, а также возможность растекания трансформаторного масла и токов утечки.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 	<p>Наиболее вероятной ЧС, которая может возникнуть на станции- это пожар, возникший в результате короткого замыкания или неисправности электрооборудования. Пожары на подстанциях могут возникать на трансформаторах, генераторах, масляных выключателях и в кабельном хозяйстве.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Необходимо рассмотреть мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД ИШНКБ	Бородин Юрий Викторович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Л	Трофимов Виктор Геннадьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа: 115 страниц; 39 рисунков; 48 таблиц; 13 источников; презентационное слайд-шоу.

Ключевые слова: энергосистема, конденсационная электростанция, собственные нужды электростанции, самозапуск, энергоблок, социальная ответственность, ресурсоэффективность.

Объектами исследований являются конденсационная электростанция мощностью 400 МВт и собственные нужды блока 200МВт

Цель работы: спроектировать конденсационную электростанцию установленной мощностью 400 МВт, выбрать основное оборудование, коммутационную аппаратуру, измерительную подсистему, выбрать электродвигатели собственных нужд и проанализировать их самозапуск. Произвести расчет статических характеристик, переходных процессов в электроприводе.

В процессе работы:

- проведен структурный и функциональный анализ электрической схемы электростанции;
- выбраны силовое оборудование и электрические аппараты для проектируемой электростанции;
- выбраны электродвигатели собственных нужд и анализирован их самозапуск;
- были построены модели асинхронного двигателя в среде MatLab Simulink.

Выпускная квалификационная работа выполнена с использованием пакета программ **Microsoft office Word 2007, Microsoft Visio 2007, Mathcad 14, Microsoft Visio, MatLab R2013b, Mustang** на белой бумаге формата А4

ОГЛАВЛЕНИЕ

<u>ВВЕДЕНИЕ</u>	10
<u>Глава 1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ СТАНЦИИ</u>	11
<u>1.1 Выбор электрической схемы станции</u>	11
<u>1.2 Исходные данные</u>	12
<u>1.3 Выбор турбогенераторов</u>	13
<u>1.4 Баланс мощностей</u>	16
<u>1.4.1 Баланс активных мощностей</u>	16
<u>1.4.2 Баланс реактивных мощностей</u>	17
<u>1.4.3 Баланс полных мощностей</u>	17
<u>1.5 Выбор силовых (авто)трансформаторов</u>	18
<u>1.5.1 Выбор блочных силовых трансформаторов</u>	18
<u>1.5.2 Выбор трехобмоточных автотрансформаторов</u>	19
<u>1.5.3 Основные каталожные параметры выбираемых трансформаторов</u>	19
<u>1.6. Выбор коммутационных аппаратов в цепях расчётного присоединения</u>	22
<u>1.6.1 Выбор выключателей</u>	22
<u>1.6.2 Выбор разъединителей</u>	25
<u>1.7. Выбор токоведущих частей</u>	28
<u>1.7.1. Описание токоведущих частей КЭС</u>	28
<u>1.7.2 Выбор пофазно-экранированных токопроводов</u>	28
<u>1.7.3 Выбор и проверка гибких шин и токопроводов</u>	29
<u>1.8 Выбор измерительных трансформаторов тока</u>	30
<u>1.8.1 Проверка по вторичной нагрузке</u>	3333
<u>1.9 Выбор измерительных трансформаторов напряжения</u>	34
<u>1.10 Выбор схем электрических соединений распределительных устройств</u>	36
<u>Глава 2. АНАЛИЗ САМОЗАПУСКА ДВИГАТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД</u>	38
<u>2.1 Исходные данные</u>	39
<u>2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд</u>	41
<u>2.3 Типы и параметры электродвигателей собственных нужд</u>	43
<u>2.4 Выбор схемы собственных нужд</u>	44
<u>2.5 Проверка самозапуска двигателей собственных нужд</u>	46
<u>2.6 Расчет и выбор электродвигателя мельничного вентилятора</u>	50
<u>2.7 Расчет и выбор электродвигателя конденсационного насоса</u>	52
<u>2.8 Расчетные параметры электродвигателя BA02-560S-4</u>	54
<u>2.8.1 Определение параметров схемы замещения асинхронного двигателя по каталожным данным</u>	54
<u>2.8.2 Расчёт естественных характеристик электродвигателя</u>	57
<u>2.8.3 Естественная электромеханическая характеристика двигателя</u>	58
<u>2.8.4 Статические характеристики насоса при регулировании</u>	

<u>скорости по закону регулирования</u>	60
<u>2.9 Расчет динамических характеристик асинхронного двигателя</u>	64
<u>2.10 Расчет переходных процессов скорости и момента для режима пуска при вентиляторной нагрузке на валу двигателя системы «Преобразователь частоты – Асинхронный двигатель»</u>	70
<u>Глава 3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</u>	78
<u>3.1 Анализ выявленных опасных и вредных факторов проектируемой производственной среды</u>	78
<u>3.2 Производственная санитария</u>	82
<u>3.2.1 Производственное освещение. Нормы освещенности помещений и рабочих мест</u>	82
<u>3.2.2 Производственный шум и вибрация</u>	84
<u>3.2.3 Защита от вибрации</u>	85
<u>3.3 Поражение человека электрическим током и электробезопасность</u>	86
<u>3.3.1 Электробезопасность</u>	88
<u>3.4 Пожарная безопасность</u>	90
<u>3.5 Охрана окружающей среды</u>	91
<u>3.6 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</u>	92
<u>Глава 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</u>	95
<u>4.1 SWOT-анализ</u>	95
<u>4.2 Формирование плана и графика разработки</u>	96
<u>4.3 Трудоемкость работ</u>	97
<u>4.4. Формирование бюджета затрат на проектирование</u>	102
<u>4.5. Определение ресурсной эффективности исследования</u>	107
<u>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</u>	110
<u>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</u>	112

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование электростанции типа КЭС довольно актуально, так как в нашей стране порядка 25% всей вырабатываемой электроэнергии происходит именно на таких станциях, как правило, большинство КЭС были построены еще в советское время и на порядок устарели, а потребление энергии растет с каждым годом. Поэтому необходимо строить новые объекты, вырабатывающие электрическую энергию, то есть электростанции. Однако для того, чтобы построить электростанцию, ее необходимо грамотно спроектировать, чтобы электростанция в дальнейшем исправно выполняла, возложенные на нее функции и отвечала всем требованиям.

КЭС является сложным энергетическим комплексом, состоящим из зданий, сооружений, энергетического и иного оборудования, трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Помимо проектирования электрической части КЭС, будет произведен анализ самозапуска двигателей собственных нужд. Под самозапуском подразумевается восстановление нормальной работы электродвигателей после кратковременного отключения или электроснабжения некоторых элементов системы собственных нужд. Успешным самозапуском считается такой, при котором остаточное напряжение на шинах собственных нужд обеспечивает работу электродвигателей с номинальной частотой вращения, допустимое по условиям нагрева двигателей и сохранения устойчивости технологического режима станции.

1. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ СТАНЦИИ

1.1 Выбор электрической схемы станции

Главная схема электрических соединений электростанции представляет собой совокупность основного оборудования – генераторов, трансформаторов, сборных шин, линий, коммутационных, измерительных, защитных и других аппаратов первичных цепей, определенным образом соединенных между собой.

Схема электрических соединений должна удовлетворять ряду требований, основными из которых являются надежность, экономичность, оперативная гибкость, наглядность и простота, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения. Выбирается оптимальный вариант главной схемы, в наибольшей степени соответствующей этим требованиям.

Основными особенностями КЭС являются: удаленность от потребителей электроэнергии, что определяет в основном выдачу мощности на высоких и сверхвысоких напряжениях, и блочный принцип построения электростанции.

В соответствии с нормами технологического проектирования, в блоке между генератором и двухобмоточным повышающим трансформатором, как правило, должен устанавливаться генераторный выключатель. На современных мощных КЭС выдача электроэнергии производится на напряжении 110 кВ и выше.

Для исключения двойной трансформации электроэнергии при компоновке схем КЭС с автотрансформаторами связи суммарная мощность блоков, присоединенная к РУ СН, должна примерно соответствовать мощности, выдаваемой в сеть СН.

Учитывая, вышеперечисленные особенности КЭС, а также требования, которые выдвигаются к электростанциям данного типа, представим, схему электрических соединений электростанции на рисунке 1.1.1 и исходные данные принимаем как в таблицах 1–4

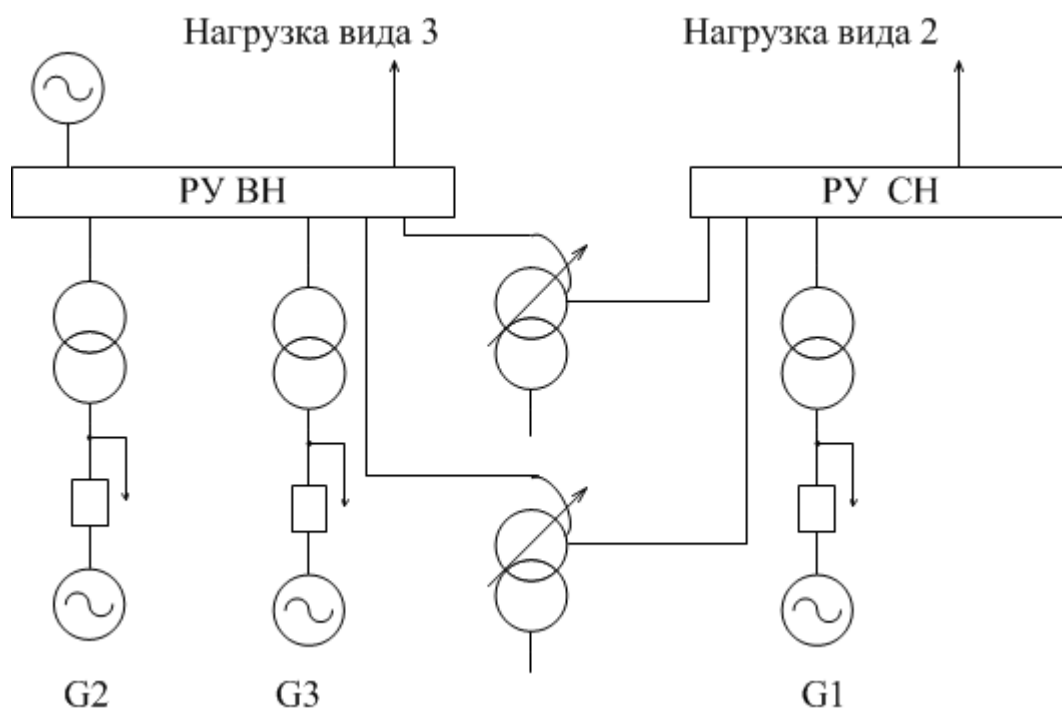


Рисунок 1.1 - Принципиальная схема КЭС с двумя автотрансформаторами
связи

1.2 Исходные данные

Таблица 1– Данные турбогенераторов

	Тип 1	Тип 2
Число турбогенераторов	1	2
Номинальная активная мощность, МВт	200	100
Номинальное напряжение обмотки статора, кВ	15,75	10,5
Коэффициент расхода на собственные нужды в %, К с.н.	8	8
Число часов использования максимальной нагрузки T max, час	7000	7000
Дополнительные сведения: 1. Для всех вариантов значение коэффициента расхода на собственные нужды при отключенном генераторе Кс.н._откл принять равным 4 % от P ном_G.		

Таблица 2 – Данные нагрузок

	Нагрузка 1	Нагрузка 2	Нагрузка 3
1. Напряжение, кВ U_нагр	0	110	330
2. Максимальная мощность одной линии P max_нагр, МВт	0	20	140
3. Число линий с P max_нагр	0	6	2
4. Коэффициент одновременности K одн_нагр	0	0,82	0,86
5. Коэффициент мощности Cos F_нагр	0	0,82	0,76
6. Вид промышленности для нагрузки			

Таблица 3 – Данные по линиям связи с энергосистемой

Напряжение, кВ, -330	Число линий связи объекта с энергосистемой -2
Длина одной линии связи, км, -320	Сечение сталеалюминиевого провода, мм*мм, - 240/32
Количество проводов в фазе -2	Отношение X_0 / X_1 для линии связи -2,08
Дополнительные сведения: 1. Для всех вариантов число линий связи объекта с энергосистемой принять равное двум. 2. Для всех вариантов число цепей в одной линии связи принять равное единице.	

Таблица 4 – Данные по энергосистеме

Напряжение, кВ, -330	Мощность короткого замыкания энергосистемы, МВ*А, - 6000
Коэффициент ударный, о.е.,	1,71

1.3 Выбор турбогенераторов

Тип турбогенератора выбирается на основании исходных данных по номинальным параметрам машины:

- по активной мощности;
- по напряжению на выводах обмотки статора;

Дополнительные условия:

- один тип генератора совпадает с серией машины по заданию на стороне ВН.

Таблица 5 – Характеристики турбогенераторов

Маркировка	ТГВ-200-2У3	ТВФ-120-2У3
Номинальная активная мощность, Р ном МВт	200	100
Номинальная полная мощность, S ном МВА	235,3	125
Номинальное напряжение, Уном кВ	15,75	10,5
Коэффициент мощности, $\cos \varphi_{\text{ном}}$	0,85	0,8
Номинальный ток, I ном кА	8,625	6,875
$X "d$, отн.ед.	0,19	0,192
$X d$, отн.ед.	1,84	1,907
X_2 , отн.ед.	0,232	0,234
$Ta^{(3)}$, с	0,546	0,4

Продолжение таблицы 5

Пояснение буквенной части		ТГ-турбогенератор В - водородное охлаждение УЗ - для работы в районах с умеренным климатом, закрытых помещениях с естественной вентиляцией	Т-турбогенератор ВФ - водородное форсированное охлаждение УЗ - для работы в районах с умеренным климатом, закрытых помещениях с естественной вентиляцией
Пояснение цифровой части		200МВт- номинальная активная мощность 2-количество полюсов	100 МВт- номинальная активная мощность 2-количество полюсов полюсов
Схема соединения обмоток статора		УУ	УУ
Вид системы возбуждения		ТН(СН)	ВЧ
Описание системы охлаждения			
статора	обмотки	Н/Водой	Водой
	стали	НВ	Водой
ротора	обмотки	НВ	Водой

Примечания: 1. В типе системы возбуждения: ТН-тиристорная система возбуждения.

2. Охлаждение: В – водородное, Н – непосредственное.

Генераторы серии ТГВ:

Водород циркулирует в аксиальных прямоугольных каналах, которые образуются корытообразными проводниками обмотки возбуждения. Так же в генераторах этого типа выполнено непосредственное охлаждение обмоток статора. Водород подаётся в тонкостенные трубки из немагнитной стали, заложенные внутри стержней обмотки и открытые в лобовых частях (Рис. 2). Давление водорода в корпусе поддерживается в районе 0,2–0,4 МПа. Генераторы с непосредственным водородным охлаждением на воздушном охлаждении работать не могут, так как обмотка, рассчитанная на форсированное охлаждение водородом, при работе на воздушном охлаждении перегреется и выйдет из строя. Поэтому при появлении больших утечек

водорода из генератора, сопровождающихся глубоким и быстрым снижением давления водорода, генератор с непосредственным охлаждением должен быть аварийно разгружен и отключен от сети.

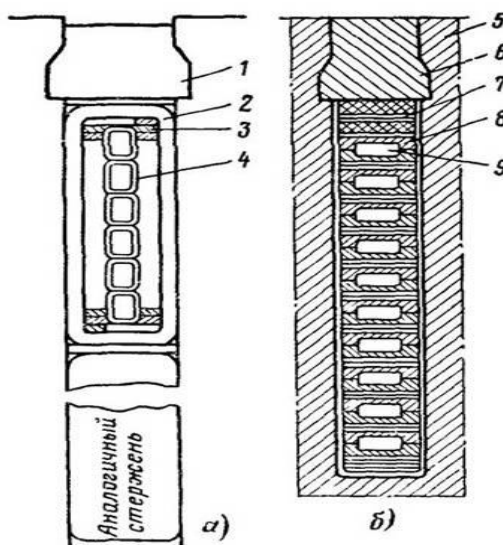


Рисунок 1.2 – Разрез паза статора (а) и ротора (б) генератора типа ТГВ
1 – Пазовый клин; 2 – корпусная изоляция; 3 – массивный элементарный проводник; 4 – газовые трубки; 5 – бочка ротора; 6 – дюралюминиевый клин; 7 – подклиновое изоляция; 8 – полувитки обмотки; 9 – горизонтальный

Описание системы возбуждения генератора серии ТГВ:

Тиристорная система возбуждения (ТН). На турбо- и гидрогенераторах мощностью 200 МВт и более, а также на синхронных двигателях большой номинальной мощности в последние годы широко используется тиристорная система возбуждения. В этой системе питание обмотки ротора синхронной машины осуществляется от управляемого выпрямителя (УВ), основным элементом которого являются тиристоры.

Путем управления работы тириستоров от АРВ можно плавно и в широких пределах изменить значение выпрямленного тока, поступающего в обмотку ротора СМ. Поскольку в контуре управления напряжением на обмотке ротора СМ отсутствует электрическая машина, то тиристорная система возбуждения имеет наиболее высокое быстродействие. Ее постоянная времени составляет 0,02-0,04 с.

В качестве источника питания (ИП) тиристорной системы возбуждения используют специальный синхронный генератор или трансформатор, присоединенный к выводам синхронной машины.

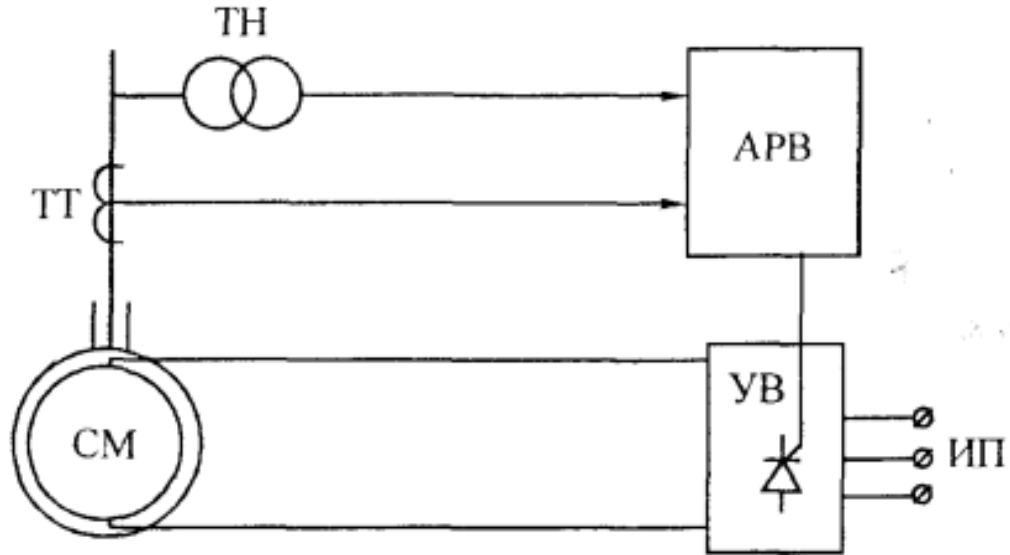


Рисунок 1.3 – Тиристорная система возбуждения генератора

1.4 Баланс мощностей.

Выполним аналитический расчет баланса мощностей.

1.4.1 Баланс активных мощностей

1) Установленная мощность электростанции:

$$P_{уст} = \sum_n n_G \cdot P_{номG} = 200 + 2 \cdot 100 = 400 MBm,$$

где n_G – число генераторов на электростанции,

2) Нагрузка на собственные нужды:

$$P_{С.Н.} = K_{С.Н.} \cdot P_{уст} = 0.08 \cdot 400 = 32 MBm.$$

3) Нагрузка внешних потребителей энергоустановки 3

$$P_{Расч.}^{BH} = K_{одн.} \cdot P_{Max}^{BH} \cdot N_W = 0.86 \cdot 140 \cdot 2 = 240,8 MBm,$$

$$P_{Расч.}^{CH} = K_{одн.} \cdot P_{Max}^{CH} \cdot N_W = 0.82 \cdot 20 \cdot 6 = 98,4 MBm,$$

где $K_{одн.}$ – коэф. одновременности, P_{Max}^{BH} , P_{Max}^{CH} – максимальная мощность одной линии, N_W – число линий с $P_{max_нагр.}$

$$P_{Расч.} = P_{Расч.}^{BH} + P_{Расч.}^{CH} = 240,8 + 98,4 = 339,2 \text{ MBm}$$

4) Переток активной мощности в энергосистему(резерв):

$$P_{Переток} = P_{уст} - P_{С.Н.} - P_{Расч.} = 400 - 32 - 339,2 = 28,8 \text{ MBm}$$

1.4.2 Баланс реактивных мощностей

1) Установленная мощность электростанции:

$$Q_{уст} = \sum_n n_G \cdot P_{номG} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_G) = 200 \cdot \text{tg}(\arccos 0,85) + 2 \cdot 100 \cdot \text{tg}(\arccos 0,8) = 273,95 \text{ MVar}$$

где n_G – число генераторов на электростанции.

2) Нагрузка на собственные нужды:

$$Q_{С.Н.} = K_{С.Н.} \cdot Q_{уст} = 0,08 \cdot 273,95 = 21,92 \text{ MVar}$$

3) Нагрузка внешних потребителей энергоустановки

$$Q_{Расч.}^{BH} = K_{одн.} \cdot P_{Max}^{BH} \cdot N_W \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_w) = 0,86 \cdot 140 \cdot 2 \cdot \text{tg}(\arccos 0,80) = 205,92 \text{ MVar}$$

$$Q_{Расч.}^{CH} = K_{одн.} \cdot P_{Max}^{CH} \cdot N_W \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_w) = 0,82 \cdot 20 \cdot 6 \cdot \text{tg}(\arccos 0,82) = 68,68 \text{ MVar}$$

где $K_{одн.}$ – коэф. одновременности,

$Q_{Max}^{BH}, Q_{Max}^{CH}$ – максимальная мощность одной линии, N_W – число линий с

$P_{max_нагр.}$

$$Q_{Расч.} = Q_{Расч.}^{BH} + Q_{Расч.}^{CH} = 205,92 + 68,68 = 274,61 \text{ MBm}$$

4) Переток активной мощности в энергосистему(резерв):

$$Q_{Переток} = Q_{уст} - Q_{С.Н.} - Q_{Расч.} = 273,95 - 21,95 - 274,61 = -22,57 \text{ MVar}$$

1.4.3 Баланс полных мощностей

1) Суммарная полная мощность электростанции:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = \sqrt{400^2 + 273,95^2} = 484,82 \text{ MVA}$$

2) Нагрузка на собственные нужды:

$$S_{С.Н.} = K_{С.Н.} \cdot S_{уст} = 0,08 \cdot 436,42 = 38,79 \text{ MVA}$$

3) Нагрузка внешних потребителей энергоустановки

$$S_{Расч.}^{BH} = \frac{P_{Расч.}^{BH}}{\cos \varphi_w} = \frac{240,8}{0,76} = 316,84 \text{ MVar}$$

$$S_{Расч.}^{CH} = \frac{P_{Расч.}^{CH}}{\cos \varphi_w} = \frac{98,4}{0,82} = 120 \text{ МВА}$$

$$S_{Расч.} = \sqrt{P_{Расч.}^2 + Q_{Расч.}^2} = \sqrt{339,2^2 + 274,61^2} = 436,43 \text{ МВА}$$

4) Переток активной мощности в энергосистему(резерв):

$$S_{Переток} = \sqrt{P_{Переток}^2 + Q_{Переток}^2} = \sqrt{28,8^2 + 22,57^2} = 36,59 \text{ МВА}$$

1.5 Выбор силовых (авто)трансформаторов

1.5.1 Выбор блочных силовых трансформаторов

Условия выбора трансформатора:

- По напряжению;
- По мощности;
- По нагрузочной способности;

Условия выбора по напряжению следующие: номинальные напряжения обмоток должны быть не меньше напряжений места установки оборудования.

Условия выбора по мощности: при неучете нагрузочной способности номинальная мощность оборудования должна быть не меньше требуемой номинальной мощности:

$$S_{ном} \geq S_{ном}^{треб},$$

Где $S_{ном}^{треб}$ – требуемая номинальная мощность с учетом перетоков мощности в различных эксплуатационных режимах.

При учете нагрузочной способности требуемая номинальная мощность трансформатора корректируется следующим образом:

$$S_{ном}^{треб} = \text{MAX}\left(\frac{S_{\max, \min, п\backslash a_{обм}}}{K_{\text{сист.нагр}}}; \frac{S_{\text{рем}_{обм}}}{K_{\text{авар.перегр.}}}\right)$$

Пример выбора трансформатора Т1:

При аналитическом расчете продолжительных режимов мы получили значение перетока мощности через трансформатор Т1 и с учетом нагрузочной способности принимаем её как требуемую, т.е

$$S_{ном}^{треб} = \frac{S_{Т1}^{HH}}{K_{\text{сист.нагр}}} = \frac{216,47}{1,08} = 200,435 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Зная модуль полной мощности генератора $G1$ $S_{G1} = 235,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, напряжение на выводе генератора $U_{G1} = 15,75 \text{ кВ}$, а также напряжение РУ СН, $U_{РУСН} = 110 \text{ кВ}$ производим выбор трансформатора ТДЦ-250000/110. [1,табл. 3.6.; 3.8.] ,аналогично выбираем Т2 и Т3

$$S_{\text{треб}}^{\text{ном}} = \frac{S_{T2}^{\text{HH}}}{K_{\text{сист.нагр}}} = \frac{227,24}{1,08} = 210,407 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

производим выбор трансформатора ТДЦ-250 000/110[1,табл. 3.6.; 3.8.]

1.5.2 Выбор трехобмоточных автотрансформаторов

Так как напряжение РУ ВН $U_{РУВН} = 330 \text{ кВ}$, напряжение РУ СН $U_{СН} = 110 \text{ кВ}$, переток мощности максимальный в послеаварийном режиме при максимальной нагрузке во время ремонта $S^{\text{п\а,рем}}_{\text{max}} = 129,398 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и $S^{\text{мин}}_{\text{мин}} = 105,399 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ определим требуемую мощность:

$$S_{\text{треб}}^{\text{ном}} = \text{МАХ} \left(\frac{S^{\text{мин}}_{\text{мин}}}{K_{\text{сист.нагр}}}; \frac{S^{\text{п\а,рем}}_{\text{мин}}}{K_{\text{авар.перегр.}}} \right) = \left(\frac{105,399}{1,08}; \frac{129,398}{1,4} \right) = (97,592; 92,427)$$

Принимаем $S_{\text{треб}}^{\text{ном}} = 96,461 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и выбираем автотрансформатор АТДЦТН-125000/330/110 [1 табл. 3.8.]

1.5.3 Основные каталожные данные выбираемых трансформаторов

Таблица 6 – Блочных трансформаторов

Генератор		$U_{\text{РУ}}$	Трансформатор			
S_G	U_G	кВ	$S_{\text{ном}}^{\text{треб}}$	тип	$U_{\text{HH}}^{\text{ном}}$	Обозначене на схеме
МВА	кВ		МВА		кВ	
200	15,75	110	216,47	ТДЦ-250000/110	15,75	Т1
100	10,5	330	227,24	ТДЦ-125000/330	15,75	Т2
100	10,5	330	227,24	ТДЦ-125000/330	15,75	Т3

Таблица 7 – Каталожные данные трансформаторов

Обозначение на схеме	Тип	$S_{ном}$, MVA	$U_{ном}$, кВ			Потери, кВт			
			ВН	СН	НН	Рхх	Рк		
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
T1	ТДЦ-250000/110	121	121	-	15,75	170	...	640	...
T2, T3	ТДЦ-125000/330	347	347	-	10,5	145	-	650	-
AT1, AT2	АТДЦТН-125000/330/110	330	330	115	15,75	115	370	-	-
Обозначение на схеме	Тип	U_k , %							
		ВН-СН		ВН-НН		СН-НН			
T1	ТДЦ-250000/110	-		11		-			
T2, T3	ТДЦ-250000/220	-		11		-			
AT1, AT2	АТДЦТН-125000/330/110	10		35		24			

Таблица 8 – Расшифровка обозначения типа трансформатора

Обозначение на схеме	Тип	Пояснение маркировки
T1, T2, T3	ТДЦ-250000/110 ТДЦ-125000/330	Т – трехфазный; ДЦ – масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла; 250000/125000 – номинальная мощность, кВА; 330/110 – класс напряжения обмотки ВН, СН кВ.
AT1, AT2	АТДЦТН-125000/330/110	А – автотрансформатор; Т – трёхфазный; ДЦ – масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла; Т - трехобмоточный; Н – система регулирования напряжения под нагрузкой, РПН; 125000 - номинальная мощность, кВА; 330/110 - класс напряжения обмотки ВН, СН, кВ.

Таблица 9 – Описание системы охлаждения трансформаторов

Обозначение на схеме	Тип	система охлаждения
T1, T2, T3	ТДЦ-250000/110 ТДЦ-125000/330	Системы охлаждения трансформаторов типа ДЦ представляет собой принудительную циркуляцию и обдув масла. Такими системами охлаждения, как правило, оснащают основное оборудование подстанций напряжением 220 кВ и выше. Нагретое масло отдает свое тепло в окружающую атмосферу в охладителях, которые могут быть навесными и выносными.
AT1, AT2	АТДЦТН-125000/330/110	<p>Навесные охладители устанавливаются непосредственно на бак оборудования, выносные стоят в стороне, и связаны с баком маслопроводами. Забор масла в охладитель происходит с верхней части бака, выход масла из охладителя в бак происходит в нижней его части.</p> <p>Циркуляция масла осуществляется насосами, которые включаются в работу вместе с оборудованием. Одно из обязательных требований для систем ДЦ - это постоянная его циркуляция, при отключении которой, оборудование отключается технологическими защитами.</p>
		<p>Вместе с подачей напряжения на обмотки оборудования, в работу автоматически включаются охладители холостого хода. Далее по мере набора нагрузки и нагрева масла включаются рабочие охладители, далее дополнительные. Резервные охладители включаются в работу при неисправности основных, или перегреве обмоток сверх нормы.</p> <p>Температурный режим оборудования должен поддерживаться в соответствии с требованиями инструкций. Датчики температуры масла устанавливаются в верхней части бака, так как нагретое масло поднимается вверх. Температура верхних и нижних слоев выводится на термосигнализаторы, информация с которых поступает в УРЗА и в шкафы автоматики охлаждения.</p> <p>Температура верхних слоев масла, в оборудовании с системой охлаждения типа ДЦ, не должна превышать 75 °С. При эксплуатации трансформаторов с этой системой охлаждения в холодное время года, в случае, если температура его масла менее -25 °С (при длительном отключении), загружать его под полную нагрузку сразу не допускается.</p>

Описание встроенного регулятора напряжения:

Для одного из трансформаторов (ТДЦ – 250000/110): вид - ПБВ; место установки регулировочной обмотки - на стороне ВН; диапазон, число ступеней регулирования: $\pm(2 \times 2,5\%)$.

1.6 Выбор коммутационных аппаратов в цепях расчётного присоединения

1.6.1 Выбор выключателей:

Предварительный выбор аппарата выполняется по условиям работы в продолжительных режимах и электродинамической стойкости в режимах КЗ.[1]

Таблица 10 – Параметры выбранных выключателей

Место установки	Тип аппарата		Параметры режима			
			U, кВ	$I_{\max}(I_{ном})$, кА	$I_{ПО}$, кА	i_y , кА
Выводы блочного генератора 200 МВт	МГУ-20-90/9500У3	Расч.	15,75	9,079	79,8	218,2
		Катал.	20	9,5	90	300
РУ СН – 110 кВ	ВВУ-110Б-40/2000У1	Расч.	110	0,657	13,749	33,249
		Катал.	110	2	40	102

Структура условного обозначения:

МГУ-20-90/9500У3:

М – маломасляный;

Г – генераторный;

У – усиленный;

20 – номинальное напряжение, кВ;

90 – номинальный ток отключения, кА;

9500 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

ВВУ-110Б-40/2000У1:

В – выключатель;

В – воздушный;

У – усиленный;

К – крупно-модульный;

Б – категория изоляции;

40 – номинальный ток отключения, кА;

2000 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

1 – для работы на открытом воздухе.

Таблица 11 – Дополнительные каталожные данные для выключателя РУ СН

Тип аппарата	$t_{O.B.}$ с	$t_{C.B.}$ с	$I_{откл.ном.}$ кА	$I_{т.ст.}$ кА	$t_{т.ст.}$ с	$\beta_{ном}$ %	Тип привода
МГУ-20-90/9500У3	0,15	0,8	90	90	4	20	ПС-31
ВВУ-110Б-40/2000У1	0,06	0,2	40	40	3	23	ШРНА

Проверка выключателя на выводе генератора 200 МВт по отключающей способности и термической стойкости:

Проверка выключателя по отключающей способности:

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.}$$

$$I_{П,\tau} = I_{ПО} = 79,8 \text{ кА}$$

По данному отношению и времени $t = \tau = 0,16$ с определим с помощью кривых [2, с.152, рис.3.26].

$$\frac{I_{П,\tau}}{I_{ПО}} \approx 0,63.$$

Таким образом, периодическая составляющая тока от генератора G1 к моменту τ будет

$$I_{П,\tau} = 0,63 \cdot I_{ПО} = 0,63 \cdot 79,8 = 52,416.$$

$$I_{П,\tau} \leq I_{откл.ном.} \Rightarrow 52,416 \text{ кА} < 90 \text{ кА} - \text{условие выполняется.}$$

Проверяем возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном},$$

где, $i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 79,8 \cdot e^{-0,81/0,266} = 6,187 \text{ кА}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов [2, с. 168];

$$T_a = 0,266 \text{ с (из расчёта программы GTCURR);}$$

$\tau = t_{з,мин} + t_{с,в} = 0,01 + 0,8 = 0,81 \text{ с}$ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов;

$$t_{з,мин} = 0,01 \text{ – минимальное время действия релейной защиты;}$$

$$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 20 \cdot 90}{100} = 25,46 \text{ кА} \quad \text{– номинальное}$$

допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

β_n – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе;

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} \Rightarrow 6,187 \text{ кА} < 25,46 \text{ кА} \text{ – условие выполняется}$$

Проверка по отключающей способности по полному току КЗ:

$$\begin{aligned} & \left(\sqrt{2} I_{П,\tau} + i_{a,\tau} \right) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк,ном} (1 + \beta_n / 100) \Rightarrow \\ & \left(\sqrt{2} \cdot 52,416 + 19,178 \right) \leq \sqrt{2} \cdot 90 \cdot (1 + 20 / 100) \Rightarrow 19,178 \text{ кА} \leq 152,753 \text{ кА} \end{aligned}$$

Условие выполняется.

Проверка выключателя по термической стойкости:

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где, $B_K = I_{ПО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 79,8^2 \cdot (4 + 0,266) = 4506 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$$t_{откл} \text{ – расчетное время отключения, с [2, с. 210];}$$

$I_{тер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с.

$$B_{каталож} = I_{тер}^2 t_{тер} = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K \leq B_{каталож} \Rightarrow 4506 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{условие выполняется.}$$

Как видно, выбранные выключатели проходят условия проверки по отключающей способности и термической стойкости. Полученные значения сведем в таблицу 18.

Таблица 12 – Проверка выключателя по отключающей способности и термической стойкости

Место установки	Тип аппарата		Отключающая способность			Термическая стойкость	
			$I_{П\tau}$, кА	$i_{a\tau}$, кА	Полный ток КЗ	$t_{откл}$, с	$B_K, (\text{кА}^2) \times \text{с}$
Выводы блочного генератора 110 МВт	МГУ-20-90/9500У3	Расч.	79,8	6,187	43,623	4	4506
		Кат.	90	25,46	152,74	4	32400

Полный ток КЗ определяем по [2, с. 338]:

$(\sqrt{2}I_{П\tau} + i_{a\tau})$ – расчетный полный ток КЗ;

$\sqrt{2}I_{отк, ном} (1 + \beta_n / 100)$ – каталожный полный ток КЗ

1.6.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится:

- 1) по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- 2) по току $I_{ном} \leq I_{ном}; I_{мах} \leq I_{ном}$;
- 3) по конструкции, роду установки.

По току и напряжению выбираем следующий разъединитель на выводах блочного генератора 200 МВт:

По [1, табл. 5.5, с. 260] выбираем РВП-20/12500 УЗ

$$U_{уст} \leq U_{ном} \Rightarrow 15,75 \text{ кВ} \leq 20 \text{ кВ},$$

$$I_{ном} \leq I_{ном} \Rightarrow 8,625 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА},$$

$$I_{max} \leq I_{ном} \Rightarrow 9,079 \text{ кА} \leq 12,5 \text{ кА}.$$

Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{пр,с}$$

$$I_{П,О} \leq I_{ПР,С}$$

$i_{пр,с}, I_{ПР,С}$ – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значение);

$$i_y \leq i_{пр,с} \Rightarrow 77,2 \text{ кА} \leq 490 \text{ кА} – \text{условие выполняется.}$$

Проверка по термической стойкости:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер} = B_{каталож} \Rightarrow 28260 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 180^2 \cdot 4 = 129600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} –$$

условие выполняется.

Как видно, выбранный разъединитель проходит по данным условиям проверки. Полученные значения и параметры разъединителей сведем в таблицу 13

Таблица 13 – Выбор и проверка разъединителя

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Место установки	
			Выводы G1 200 МВТ	ОРУ 110 кВ
Расчётные данные				
Напряжение	$U_{уст}$	кВ	15,75	110
Ток продолжительного режима	I_{\max}	кА	9,079	0,627
Ударный ток	$i_{уд}$	кА	79,2	33,249
Интеграл Джоуля	$B_{расч}$	кА ² ·с	4506	24,651
Каталожные данные				
Тип аппарата			РВП-20/12500 УЗ	РНДЗ-110/2000 У1
Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	20	110

Продолжение таблицы 13

Номинальный ток	$I_{ном}$	кА	12,5	2
Предельный сквозной ток	$i_{пр.скв.}$	кА	490	100
Ток термической стойкости	$I_{т.ст.}$	кА	180	40
Время термической стойкости	$t_{т.ст.}$	с	4	3
Интеграл Джоуля	$B_{ном}$	кА ² ·с	129600	4800
Тип привода			ПД-12У3	ПДН-1У1

Буквенное обозначение:

РНД-110/2000 У1:

Р – разъединитель;

Н – наружной установки;

Д – двухколонковый;

110 – номинальное напряжение, кВ;

2000 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

1 – для работы на открытом воздухе.

РВП-20/12500 У3:

Р – разъединитель;

В – внутренней установки;

П – с поступательным движением главных ножей;

20 – номинальное напряжение, кВ;

12500 – номинальный ток, А;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Все проверки выполняются, следовательно, выбор разъединителя произведен, верно.

1.7. Выбор токоведущих частей

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций и аппараты в этих цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

Выбор токоведущих частей осуществляется для трех участков расчетного присоединения:

- выводов генератора;
- сборные шины;
- выводы блочного трансформатора к системе сборных шин.

1.7.1. Описание токоведущих частей КЭС

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие провода применяются для присоединения блочных трансформаторов к РУСН.

Таблица 14 – Описание исполнения цепей КЭС

Описание цепей	Типы проводников
РУ СН 110 кВ	Гибкие шины
Выводы генератора G1, подключенные к блочному трансформатору T1	Комплектный пофазно-экранированный токопровод
Выводы трансформатора T1 к РУ СН	Гибкие токопроводы

1.7.2 Выбор пофазно-экранированных токопроводов

От выводов генератора до силовых трансформаторов токоведущие части выполнены комплектным пофазно-экранированным токопроводом ТЭКН-Е-20-10000-300 [2, табл. 9.13]:

Таблица 15 – Выбор и проверка пофазно-экранированного токопровода

Тип генератора	Тип токопровода		$I_{\text{макс}},$ А	$U_{\text{уст}},$ кВ	$i_{\text{уд}},$ кА	Тип встроенных измерительных трансформаторов	
						тока	напряжения
ТГВ-200-2УЗ	ТЭКН-Е-20-10000-300	расч.	9079	15,75	77,2	ТШ-20-10000/5	ЗНОМ-15
		кат.	9490	15,75	300		

1.7.3 Выбор и проверка гибких шин и токопроводов

Производим выбор и проверку гибких шин и токопроводов для РУ СН 110 кВ и выводов трансформатора Т1 к РУ СН.

Выбор сборных шин для РУ СН 110 кВ:

Так как сборные шины электроустановок проверке по экономической плотности тока не подлежат, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения:

$$I_{\max} = 1,256 \text{ кА}$$

Принимаем два провода в фазе АС 400/22, допустимый ток $2 \cdot 830 = 1660$ А [1, табл. 7.35, с. 428].

Проверку шин на сжестывание не производим, т.к. значение

$$I_{\text{по}}^{(1)} = 10,5 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверку по короне не производим, т.к. выбранное сечение больше минимального сечения, необходимого для данного напряжения $q_{\min} = 70 \text{ мм}^2$ [1, табл. 1.18, с. 20].

Проверка токопровода по экономической плотности тока:

$$q_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{эк}}} = \frac{0,628}{1} = 0,628 \text{ мм}^2$$

Таблица 16 – Выбор и проверка гибких шин и токопроводов

Описание цепей	Каталожные данные				
	Тип проводника	$q_{\text{ном}}, \text{ мм}^2 \text{ (А/С)}$	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	Масса 1 км, кг	
				Алюминиевой части	Стали сердечника
1	2	3	4	5	6
РУ ВН 110 кВ	АС 400/22	394/22	830	1089	172
Выводы блочного трансформатора	АС 400/22	394/22	830	1089	172

Продолжение таблицы 16

$q_{эк},$ мм ²	$I_{max},$ кА	Расстояние между фазами, м
7	8	9
0,628	0,628	0,35
0,628	0,628	0,35

1.8 Выбор измерительных трансформаторов тока

Условия выбора и проверки трансформаторов тока:

Трансформаторы тока выбирают:

- По напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}.$$

- По току

$$I_{ном} \leq I_{1ном},$$

$$I_{max} \leq I_{1ном}.$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- По конструкции и классу точности,
- По электродинамической стойкости.

$$i_y \leq k_{эд} \sqrt{2} I_{1ном},$$

$$i_y \leq i_{дин}.$$

где i_y – ударный ток КЗ по расчету,

$k_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу,

$I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока,

$i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости.

- По термической стойкости

$$B_k \leq (k_t I_{1ном})^2 t_{тер}; B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где, B_k – тепловой импульс по расчету,

k_m – кратность термической стойкости по каталогу,

$t_{тер}$ – время термической стойкости по каталогу,

$I_{тер}$ – ток термической стойкости.

- По вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где, Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Приведение требований ПУЭ к классам точности ТА [14].

Таблица 17 – требований ПУЭ к классам точности

Назначение прибора	Класс точности прибора	Класс точности измерительных трансформаторов
Расчетные счетчики электроэнергии	0,5; 1	не более 0,5
	2	1
Измерение электрических величин	1	0,5
	1,5	допускается 1,0
	2,5	допускается 3,0

Для выбора измерительных трансформаторов тока используем [2, табл.5.9, 9.13].

Таблица 18 - Трансформаторы тока

Место установки	Тип		$U_{уст}/_{ном}$ кВ	$I_{max}/_{Iном}$ кА	Класс точности	Стойкость при К.З.		Номинальные вторичные		Число втор обмоток
						электро динами ческая, кА	термическ ая, кА ² ·с	нагрузка, Ом	ток, А	
Выводы блочного генератора 200 МВт	ТШ-20-10000/5	расч	15,75	9,079	1	218,2	8412,81	1,2	5	0,2/10Р
		кат	20	10	0,2	300	76800			
Линия нагрузки 110 кВ	ТФЗМ 110Б-1	расч	110	0,126	1	31	29,19	1,2	5	0,5/10Р/ 10Р
		кат	110	0,3	0,5	84	768			
Блочный	ТФЗМ	расч	110	1,256	1	12,4	7,82	20	5	1/10Р

транс- форматор, сторона 110 кВ	110Б-3	кат	110	2000	1	-	1054,69			
Автотранс форматор связи, сторона 110 кВ	ТФУМ 330А	расч	330	0,879	1	6,20	7,82	2	5	1/10Р
		кат	330	1	1	-	1054,69			

Примеры расчёта термической стойкости:

Блочный трансформатор, сторона 110 кВ:

$$B_K = I_{\text{ПЮ}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 4,47^2 \cdot (3 + 0,266) = 65.258 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Буквенное и числовое обозначение ТА:

ТШ-20-10000/5:

Т – трансформатор тока;

Ш – шинный

20 – номинальное напряжение;

10000 – ток первичной обмотки, А;

5 – ток вторичной обмотки, А;

ТФЗМ 110Б-1:

Т – трансформатор тока;

Ф – с фарфоровой изоляцией;

З – с обмотками звеньевого типа;

М – маслонаполненный;

110 - номинальное напряжение;

Б – без корпуса

1 – ток первичной обмотки, кА

ТФУМЗ 110Б-3

Т – трансформатор тока;

Ф – с фарфоровой изоляцией;

З – с обмотками звеньевого типа;

М – маслонаполненный;

110 - номинальное напряжение;

Б – без корпуса

1 – ток первичной обмотки, кА

У-умеренный климат

1.8.1 Проверка по вторичной нагрузке.

Пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку трансформатора тока, установленного на выводах автотрансформатора связи (таблица 32). Согласно таблице 4.11 [1] выбираем перечень приборов установленных на выводах автотрансформатора связи. Потребляемая мощность приборов берётся из [1, табл. 6.26, с. 387]

Таблица 19 – Расчёт вторичной нагрузки для измерительного трансформатора тока для линии нагрузки 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка в В·А для присоединения по фазам		
		Выводы автотрансформатора связи АТ1		
		А	В	С
РА	Э-379	-	0,5	-
PW	Д-335	0,5	-	0,5
PVA	Д-335	0,5	-	0,5
Итого		1	0,5	1

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$R_{\text{пров}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,04 - 0,05 = 1,11 \text{ Ом,}$$

где, $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов;

$r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,01 \text{ Ом стр.374 [2]}$)

Принимаем кабель с алюминиевыми жилами длиной 100 м. Обмотки трансформаторы тока соединены в полную звезду.

Определяем сечение провода:

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho_{\text{ал}} L_{\text{пр}}}{R_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{1,11} = 1,019 \text{ мм}^2,$$

где, $\rho_{\text{ал}} = 0,0283 \frac{\text{Ом}}{\text{мм}^2 \cdot \text{м}}$ – удельное сопротивление алюминия.

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм² по условию механической прочности.

Тогда полная вторичная нагрузка:

$$R_2 = r_{\text{приб}} + \frac{\rho_{\text{ал}} \cdot L_{\text{пр}}}{q_{\text{кат}}} + r_{\text{к}} = 0,04 + \frac{0,0283 \cdot 40}{4} + 0,05 = 0,373 \text{ Ом}.$$

$R_2 = 0,373 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$, следовательно трансформатор тока будет работать в заданном классе точности.

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем требованиям

1.9 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Условия выбора и проверки TV:

Трансформаторы напряжения выбирают:

- По напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

- По конструкции и схеме соединения обмоток;
- По классу точности;
- По вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$$

Для выбора измерительных трансформаторов тока используем [2, табл. 5.13, 9.13]. Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения сведена в таблицу 28.

Приведем требования ПУЭ к классам точности TV [6].

Таблица 20– Требования к классу точности измерительных трансформаторов

Назначение прибора	Класс точности прибора	Класс точности измерительных трансформаторов
Расчетные счетчики элэнер	0,5; 1	не более 0,5

Продолжение таблицы 20

	2	1
Измерение электрических величин	1	0,5
	1,5	допускается 1,0
	2,5	допускается 3,0

Таблица 21 – Расчет вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения (для сборных шин 110 кВ)

Прибор	Тип	Сборные шины 110 кВ		
		Кол-во приборов	Р, Вт	Q, вар
1	2	3	4	5
Вольтметр	Э-335	1	2	–
Ваттметр	Д-335	–	–	–
Варметр	Д-335	–	–	–
Счетчик активной энергии	И-680	–	–	–
Счетчик реактивной энергии	И-689	–	–	–
Регистрирующий вольтметр	Н-393	1	10	–
Регистрирующий частотомер	Н-397	1	7	–
Итого:			19	–

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{19^2 + 0^2} = 19 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Таблица 22 – Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения

Место	Тип	Схема соединения обмоток		Параметры		
				U _{уст/ном} , кВ	Вторичная нагрузка, В·А	Класс точности
Сборные шины 110 кВ	НКФ-110-58У1	1/1/1-0-0	расч.	110	19	0,5
			катал.	110	400	0,5

Пояснение буквенной и числовой части:

- НКФ-110-58У1:

Н – трансформатор напряжения;

К – каскадный;

Ф – в фарфоровой крышке;

110 – класс напряжения, кВ;

58 – год разработки конструкции;

У – для работы в районах с умеренным климатом;

1 – для работы на открытом воздухе.

1.10 Выбор схем электрических соединений распределительных устройств

Опишем в табличном виде возможные схемы электрических соединений для РУ, входящего в расчетное присоединение [2, с. 413].

Таблица 23 – Схемы электрических соединений РУ

Напряжение РУ, кВ	Название схемы	Требования по количеству присоединений
110	Одна секционированная рабочая система сборных шин с обходной	Применяется при числе присоединений 7-15
	Одна секционированная рабочая система сборных шин с секционированной обходной	Применяется при числе присоединений 7-15
	Две рабочие системы сборных шин с обходной, с одним выключателем на присоединение	Применяется при числе присоединений меньше 12

Выберем схему электрических соединений для данного РУ.

Таблица 24 – Используемые схемы шин РУ

Напряжение РУ, кВ	Полное название схемы
110	Две рабочие системы сборных шин с обходной, с одним выключателем на присоединение

Приведем упрощенную схему электрических соединений для РУ ВН: все присоединения, все выключатели, все разъединители в упрощенном виде (наклонная черта), показанную на рисунке 30.

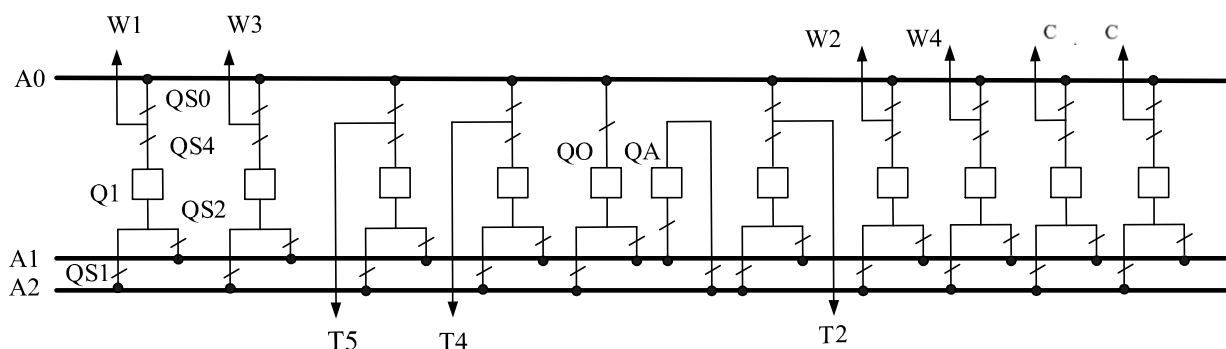


Рисунок 1.4 – Упрощенная схема электрических присоединений на РУ ВН 110 кВ

Опишем достоинства и недостатки выбранной схемы [7, с. 338].

Достоинства:

- 1) Возможность поочередного ремонта сборных шин без перерыва работы присоединений (для этого следует распределить присоединения генераторов и линий между первой и второй системами шин и держать шиносоединительный выключатель включенным);
- 2) Возможность деления системы на две части в целях повышения надежности (шиносоединительный выключатель следует держать отключенным);
- 3) Возможность ограничения тока КЗ в сети.

Недостатки:

- 1) При ремонте одной из систем шин нормальная работа установки на двух системах нарушается, следовательно, на это время надежность ее снижается;
- 2) При замыкании в шиносоединительном выключателе отключаются обе системы шин;
- 3) В случае внешнего замыкания и отказа выключателя соответствующего присоединения отключается система шин;
- 4) Сложность схемы;
- 5) Частые переключения с помощью разъединителей увеличивают вероятность повреждений в зоне сборных шин.

2. АНАЛИЗ САМОЗАПУСКА ДВИГАТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

В процессе самозапуска, в особенности затяжного, наибольшую опасность представляют следующие отклонения технологических параметров от нормируемых значений: уменьшение расхода питательной воды и уровня воды в барабане котла; снижение напора питательных и конденсатных насосов; уменьшение расхода циркуляционной воды через конденсаторы турбин; падение давления жидкости в системе регулирования и смазки турбины и давления масла в системе смазки генератора и агрегатов собственных нужд; снижение разрежения в топке котла и производительности питателей пыли [1].

Значительного повышения надежности работы станции можно достигнуть, если при кратковременных снижениях или даже полном исчезновении напряжения на шинах собственных нужд, вызванных короткими замыканиями, не отключать электродвигатели ответственных механизмов от сети. Тогда после восстановления нормального напряжения начинается их самозапуск.

Самозапуском называется восстановление нормальной работы электродвигателей ответственных механизмов без участия персонала после кратковременного нарушения электроснабжения [2]. Успешным самозапуском следует считать такой, при котором остаточное напряжение на шинах собственных нужд обеспечивает ускорение электродвигателей до номинальной частоты вращения за время, допустимое по условиям нагрева двигателей и сохранения устойчивости технологического режима станции.

Таким образом обеспечивается без участия персонала восстановление работы станции.

2.1 Исходные данные

В данной главе будет рассмотрено расчетное присоединение блок генератор – двухобмоточный трансформатор – шины РУ СН 110 кВ, показанный на рисунке 1.2. Соответствующий состав механизмов собственных нужд принимаем по [5, табл.П1].

Соответствующий состав механизмов собственных нужд принимается по таблице 25. Пояснение к таблице 25 приведены в таблице 26.

Таблица 25 – Состав механизмов собственных нужд

Мощность блока	АГРЕГАТ			МЕХАНИЗМ					
	Обозн.	K_3	P_Σ	Кол-во	$P_{\text{расч.уд.}}$	n_o	$M_{\text{с.нач.}}$	J	p
МВт		о.е.	кВт	шт	кВт	об/мин	о.е.	кг*м ²	о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
200	ПН	0,8	6400	2	3200	3000	0,13	6	3
	ЦН	0,9	2500	2	1250	375	0,1	300	2
	КН	0,85	1000	2	500	1500	0,12	3,75	3
	ВГД	0,7	400	2	200	1000	0,11	550	2
	ДВ	0,6/0,9	1260/640	2	630/320	750/600	0,1	1575	2
Мощность блока	АГРЕГАТ			МЕХАНИЗМ					
	Обозн.	K_3	P_Σ	Кол-во	$P_{\text{расч.уд.}}$	n_o	$M_{\text{с.нач.}}$	J	p
МВт		о.е.	кВт	шт	кВт	об/мин	о.е.	кг*м ²	о.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
200	МВ	0,6	1260	2	630	1500	0,16	382	2
	ДС	0,5	2600	2	1300	600	0,09	2812	2
	РВ	0,7	1800	1	1800	1000	0,1	1125	1
	БН	0,7	1200	2	600	750	0,2	21,3	3
	М	0,6	3000	3	1000	750	0,8	59	0
	Д	0,7	800	1	800	600	0,96	4625	0

Таблица 26 – Обозначения в таблице 41

ПН	- питательный насос
ЦН	- циркуляционный насос
КН	- конденсационный насос
ВГД	- вентилятор горячего дутья
ДС	- дымосос
МВ	- мельничный вентилятор
ДВ	- дутьевой вентилятор
РВ	- резервный возбудитель
БН	- бустерный (багерный) насос
М	- мельница молотковая или барабанная
Д	- дробилка
K_3	- коэффициент загрузки
P_{Σ}	- суммарная мощность конкретных агрегатов собственных нужд
$P_{\text{расч.Уд.}}$	- расчетная мощность электродвигателя единичного механизма с.н.
n_o	- скорость вращения
$M_{\text{с.нач.}}$	- начальный момент сопротивления
J	- момент инерции
p	- показатель степени, характеризующий тип механической характеристики

Данные по линиям связи энергообъекта с энергосистемой представлена в таблице 27. Сопротивления линий связи приведены в таблице 28.

Таблица 27 – Линии связи с энергосистемой

Напряжение - 330 кВ.	Число линий связи с энергосистемой - 2
Длина одной линии связи, км, - 340	Сечение АС провода -500/64мм ²
Количество проводов в фазе - 2	Отношение X0 / X1 для линии связи – 2

Таблица 28 – Сопротивления линий связи с энергосистемой

r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См/км	$r_{\text{л}}$, Ом	$x_{\text{л}}$, Ом	$b_{\text{л}}$, См
0,0295	0,32	$3,497 \cdot 10^{-6}$	10,3	108,8	129,48

Таблица 29 – Параметры генераторов в энергосистеме

Тип	U, кВ	GD^2 , т*м ²	P, МВт	n, об/мин	T _j , с	cosφ
ТГВ-200-2МУЗ	15,75	21,1	210	3000	7,4	0,85
ТГВ-200-2УЗ	15,75	25	200	3000	7,4	0,85

2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность, требуемая на с.н. определяется как:

$$S_{\text{треб ном}}^{\text{с.н.}} = P_G \cdot \frac{K_{\text{с.н.}}}{100\%} \cdot K_{\text{спроса}},$$

где, $K_{\text{спроса}} = 0,9$ [2, табл. 5.2, с. 445].

Для генератора ТГВ-200-2МУЗ:

$$S_{\text{треб ном}}^{\text{с.н.}} = 200 \cdot \frac{8}{100} \cdot 0,9 = 14,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем трансформатор собственных нужд на класс ТРДНС-25000/35, так как в перспективе мощность на собственные нужды будет увеличиваться, поэтому берем с запасом по мощности.

Таблица 30 – Трансформатор собственных нужд

Тип	S _{НОМ} , МВА	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	U _к , %	x _{ТВН,НН} , Ом
ТРДНС-25000/35	25	15,75	6,3	10,5	0,025;0,353

$$x_{ТВН} = \frac{U_{кВН-НН} \%}{100} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{12,7}{100} \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \cdot \frac{6,3^2}{25} = 0,025 \text{ Ом}$$

$$x_{ТНН} = \frac{U_{кВН-НН} \%}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{12,7}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{6,3^2}{25} = 0,353 \text{ Ом}$$

Так как на расчетном присоединении есть выключатель на генераторном напряжении, то в качестве пускорезервного ТСН выбираем трансформатор такой же мощности.

Таблица 31 – Пускорезервный ТСН

Тип	S _{НОМ} , МВА	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	U _к , %	x _{ТВН,НН} , Ом
ТРДНС-25000/35	25	110	6,3	10,5	0,021;0,292

$$x_{ТВН} = \frac{U_{кВН-НН} \%}{100} \cdot \left(1 - \frac{K_p}{4}\right) \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right) \cdot \frac{6,3^2}{25} = 0,021 \text{ Ом},$$

$$x_{ТНН} = \frac{U_{кВН-НН} \%}{100} \cdot \frac{K_p}{2} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{3,5}{2} \cdot \frac{6,3^2}{32} = 0,292 \text{ Ом}.$$

Для генератора ТГВ-210-2УЗ:

$$S_{\text{треб.ном}}^{с.н.} = 210 \cdot \frac{8}{100} \cdot 0,9 = 15,12 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Так как мощность потребляемая собственными нуждами отличается незначительно от предыдущего генератора производим выбор по аналогии:

для блоков G2-T4, G3-T5:

ТРДНС-25000/35

Пускорезервные ТСН:

ТРДН-25000/110:

Т – трансформатор трехфазный;

Д – с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха;

Н – с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН);

С – предназначен для работы в электрических сетях собственных нужд электростанции.

25000 – номинальная мощность, кВА;

35 – класс напряжения, кВ.

2.3 Типы и параметры электродвигателей собственных нужд

Таблица 32 – Типы и параметры электродвигателей с.н.

N п/п агрегата		Тип двигателя	Р _{ном}	n _{ном}	η	cosφ _{ном}	Пусковые характеристики			J=J _{рот} +J _{мех}
							М _п	М _{max} /	I _п /	
			кВт	об/мин	%		о.е.	о.е.	о.е.	кг*м ²
1	ПН	4АЗМ-3150/6000-УХЛ4	3150	2976	97,6	0,9	0,9	2,1	5	29+275
2	ЦН	ДАЗО4-560УК-6У1	1250	992	95,8	0,86	1,3	2,2	6,5	80+6150
3	КН	ВАО2-560S-4	500	1500	95	0,9	1,3	2,5	6,5	8,6+320
4	ВГД	ВАО-355L6	200	990	94,5	0,88	1,6	2,2	6	8,5+125
5	ДВ	ДАЗО4-560Х-8У1	630	744	94,7	0,8	1,3	2,2	6	87+3000
6	МВ	ДАЗО4-450Х-4У1	630	1485	94,7	0,87	1,2	2,5	7	22+300
7	ДС	ДАЗО2-18-59-10У1	1250	595	93,5	0,84	1,3	2,8	7,1	1000+5150
8	РВ	ДАЗО2-18-59-6/8У1	1600	994	92	0,85	0,7	2,3	6,3	1050+2025
9	БН	А4-450У-8У3	630	740	94,5	0,83	1	1,9	5	49+3070
10	М	ДАЗО2-17-69-8/10У1	1000	742	93	0,86	0,8	2,3	6	500+3950
11	Д	ДАЗО4-560У-10У1	800	594	94,9	0,8	1,2	2,3	6	120+2500

2.4 Выбор схемы собственных нужд

Так как $S_{TCH} \geq 25 MVA$, то схема питания собственных нужд будет содержать трансформаторы ТСН и ПРТСН будут расщепленной обмоткой. Подключение ПРТСН будет осуществляться на шину 110кВ, так как предварительная балансировка напряжения(а именно подключение ПРТСН к низкой стороне автотрансформатора) не привела к успешным результатам, режим не балансировался.

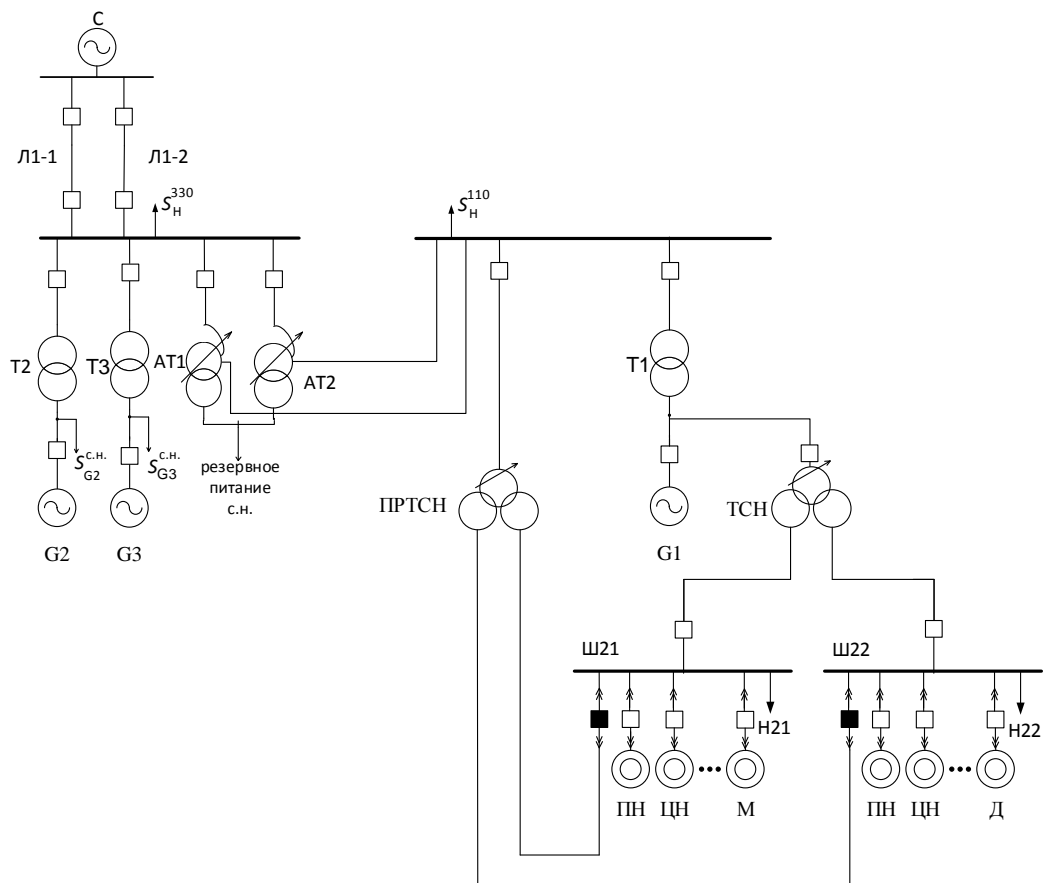


Рисунок 2.1 – Электрическая схема

Таблица 33 – Мощности генераторов с учетом коэффициентов загрузки

	Кол-во	$P_{\text{расч. уд.}}$	K_3	$\cos \phi_{\text{ном}}$	S	Q	P
	шт.	кВт	о.е.		кВА	квар	кВт
ПН	2	3150	0,8	0,9	2800	1220,5	2520
ЦН	2	1250	0,9	0,86	1308	667,536	1125
КН	2	500	0,85	0,9	472,222	205,837	425

Продолжение таблицы 33

ВГД	2	200	0,7	0,88	159,091	75,564	140
ДВ	2	630	0,9	0,8	708,75	425,25	567
МВ	2	630	0,6	0,87	434,483	214,222	378
ДС	2	1250	0,5	0,84	744,048	403,71	625
РВ	1	1600	0,7	0,85	1318	694,114	1120
БН	2	630	0,7	0,83	518	273,307	441
М	3	1000	0,6	0,86	697,67	356,02	600
Д	1	800	0,7	0,8	700	420	560

Таблица 34 – Нагрузки и распределение на шинах Ш₂₁ и Ш₂₂

	Название	СШ21			СШ22		
		Кол-во	Р _{н21}	Q _{н21}	Кол-во	Р _{н22}	Q _{н22}
		шт.	00,79кВт	квар	шт.	кВт	квар
1	ПН	1	2520	1220,5	1	2520	1220,5
2	ЦН	1	1125	667,563	1	1125	667,563
3	КН	1	425	205,873	1	425	205,8
4	ВГД	1	140	75,564	1	140	75,564
5	ДВ	1	567	425,25	1	567	425,25
6	МВ	1	378	214,222	1	378	214,222
7	ДС	1	625	403,71	1	625	403,71
8	РВ	0	-	-	1	1120	494,114
9	БН	1	441	273,307	1	441	273,307
10	М	2	600	356,02	1	600	356,02
11	Д	1	560	420	0	-	-
Итого		11	7421	4261,2	10	7941	4233

Нагрузка на шине Ш₂₁

$$S_{H21} = 0,1 \cdot (P_{Ш21} + jQ_{Ш21}) = 0,1 \cdot (7,421 + j4,261) = 0,742 + j0,426 \text{ MVA}$$

Нагрузка на шине Ш₂₂

$$S_{H22} = 0,1 \cdot (P_{Ш22} + jQ_{Ш22}) = 0,1 \cdot (7,941 + j4,233) = 0,794 + j0,423 \text{ MVA}$$

Общая нагрузка блока:

$$S_{Бл2} = S_{H21} + S_{Ш21} + S_{H22} + S_{Ш22} = 0,742 + j0,426 + 7,421 + j4,261 + 0,794 + j0,423 + 7,941 + j4,233 = 12,382 + j9,112 = 14,3 \text{ МВА}$$

2.5 Проверка самозапуска двигателей собственных нужд

В процессе эксплуатации на шинах с.н. возможны кратковременные понижения или даже полное исчезновение напряжения на время перерыва питания, что не должно приводить к расстройству технологического процесса электростанции. Для этого необходимо, чтобы электродвигатели ответственных механизмов, затормозившиеся при нарушении нормального питания, вновь развернулись до нормальной частоты вращения, т.е., чтобы состоялся самозапуск электродвигателей с.н.

Рассмотрим различные ситуации исчезновения или перерыва напряжения в следующей последовательности:

- 1) Короткое замыкание на маломощном электродвигателе
- 2) Короткое замыкание на секции с.н.
- 3) Короткое замыкание внутри ТСН при срабатывании дифференциальной защиты этого трансформатора;
- 4) Короткое замыкание внутри ТСН при отказе дифференциальной защиты и срабатывании МТЗ на стороне ВН;

АВР.5.1 Короткое замыкание К₁:

1		Время			1.000	
1		Шунт	15			0.010
1	0.220	Шунт	15			-0.010
1	0.220	Отключить связь	15	11		

Рисунок 2.2 – Автоматика К₁

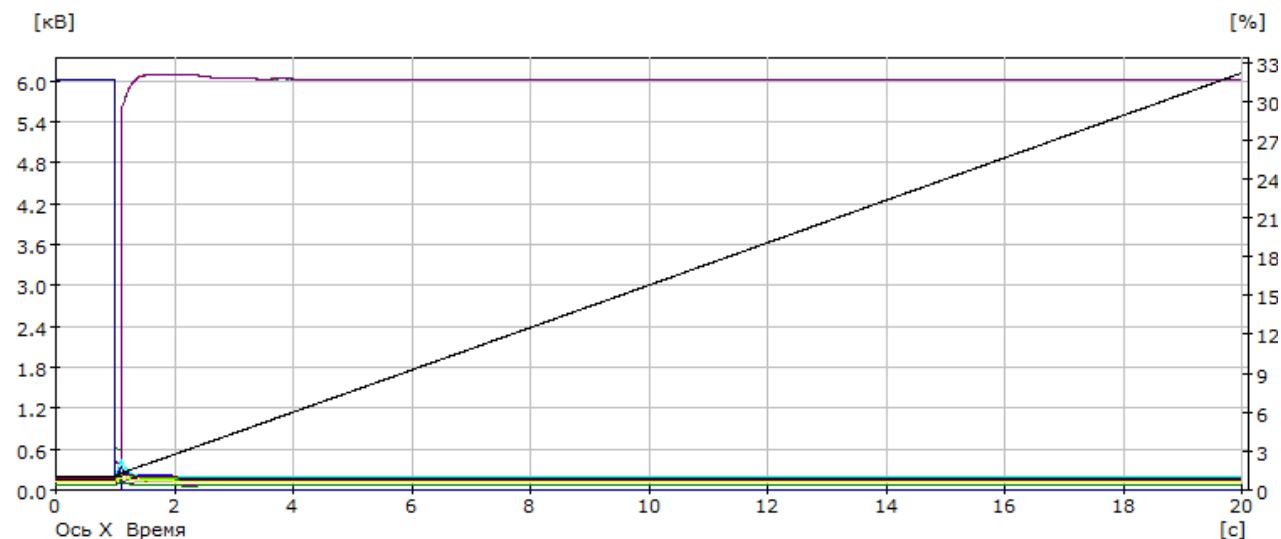


Рисунок 2.3 – Результат при K_1

На графике можно увидеть, что напряжение на всех двигателях после вывода из строя одной из дробилок установилось на номинальное напряжение за 4 с. Допустимое время самозапуска электродвигателей составляет 30-35 с. Скольжение всех неповрежденных двигателей восстанавливается до исходного чуть больше, чем за 2 с.

Короткое замыкание K_2 :

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{\text{п.п}} = t_{\text{з}} + t_{\text{в.откл}} + t_{\text{авр}} = 2,22 \text{ с.},$$

где, $t_{\text{з}} = 1,5 \text{ с}$ - время действия МТЗ,

$t_{\text{в.откл}} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя.

$t_{\text{авр}} = 0,6 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

2		Время				1.000	
2		Шунт	10				0.010
2	1.620	Шунт	10				-0.010
2	1.620	Отключить связь	10	11			
2	2.220	Включить связь	11	36			

Рисунок 2.4 – Автоматика K_2

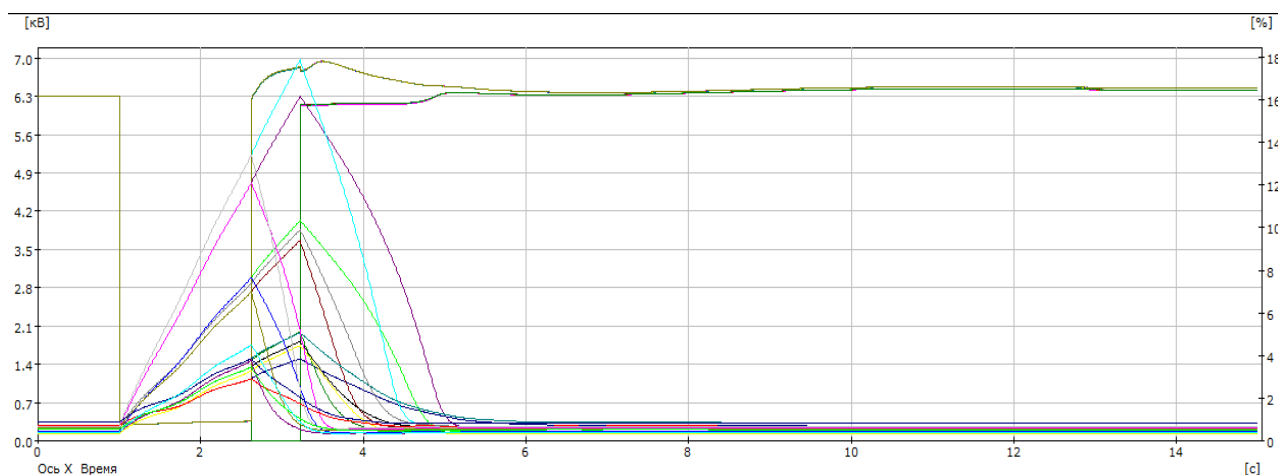


Рисунок 2.5 – Результат при К₂

Напряжение восстановилось за время примерно равное 6 с. Скольжение всех двигателей восстановилось к исходному примерно за 5 с. Как видно из графиков, все двигатели успешно самозапустились.

Короткое замыкание К₃:

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{п.п} = t_з + t_{в.откл} + t_{АВР} = 0,82 \text{ с.},$$

где, $t_з = 0,1 \text{ с}$ - время действия дифференциальной защиты;

$t_{в.откл} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{АВР} = 0,6 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

3		Время			1.000	
3		Шунт	11			0.010
3	0.220	Шунт	11			-0.010
3	0.220	Отключить связь	11	10		
3	0.220	Отключить связь	10	23		
3	0.820	Включить связь	23	36		
3	0.220	Отключить связь	10	8		
3	0.820	Включить связь	11	36		

Рисунок 2.6 – Автоматика К₃

Все двигатели успешно самозапустились. Напряжение восстановилось за чуть больше 3,5 с. Скольжение восстановилось к исходному за 5 с.

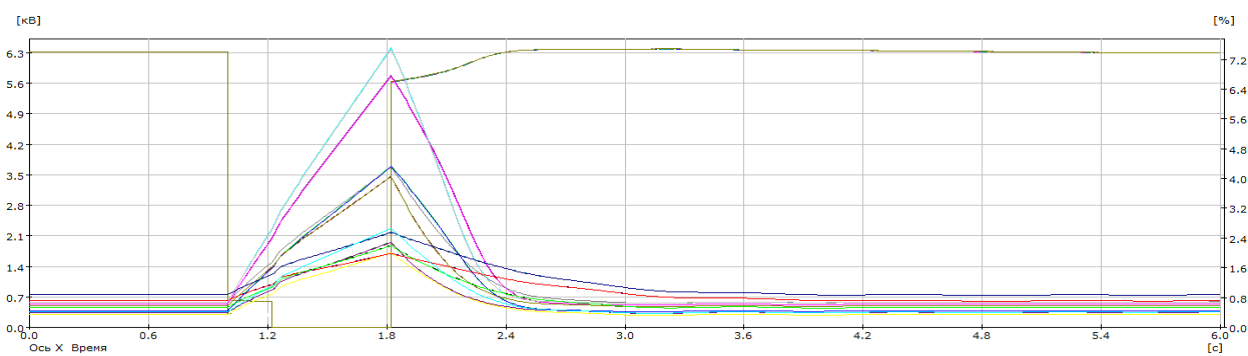


Рисунок 2.7 – Результат при K_3

Короткое замыкание K_4 :

Время перерыва питания будет определяться

$$t_{\text{п.п}} = t_3 + t_{\text{в.откл}} + t_{\text{авр}} = 2,72 \text{ с.},$$

где, $t_3 = 2 \text{ с}$ - время действия МТЗ на ВН;

$t_{\text{в.откл}} = 0,12 \text{ с}$ - время отключения выключателя;

$t_{\text{авр}} = 0,6 \text{ с}$ - время автоматического включения резервного питания.

4		Время			1.000
4		Шунт	10		0.010
4	2.120	Шунт	10		-0.010
4	2.720	Включить связь	23	36	
4	2.120	Отключить связь	11	10	
4	2.120	Отключить связь	10	8	
4	2.720	Включить связь	11	36	
4	2.120	Отключить связь	10	23	

Рисунок 2.8– Автоматика K_4

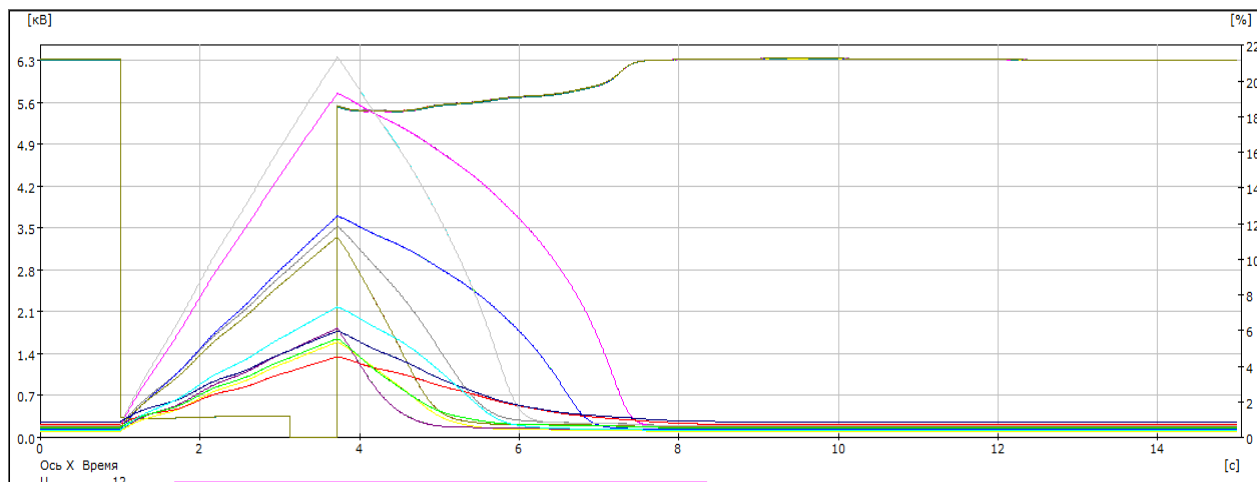


Рисунок 2.9 – Результат при K_4

Все двигатели успешно самозапустились. Напряжение восстановилось за чуть больше 7с. Скольжение восстановилось к исходному за чуть больше 7 с.

2.6 Расчет и выбор электродвигателя мельничного вентилятора

Расчетная мощность двигателя с запасом вычисляется по формуле:

$$P = \frac{L \cdot p}{1000 \cdot \eta} \cdot k_3, \quad (5.1)$$

где L – подача воздуха, $L = 42 \text{ м}^3/\text{с}$ (см. таблицу 1);

p – давление на выходе, $p = 9000 \text{ Па}$ (см. таблицу 1);

P – мощность, кВт;

η – КПД вентилятора, $\eta = 0,7$;

k_3 – коэффициент запаса мощности, учитывающий не выявленные расчетом факторы, $k_3 = 1,05..1,1$ (принимаем $k_3 = 1,1$)

$$P = \frac{L \cdot p}{1000 \cdot \eta} \cdot k_3 = \frac{42 \cdot 9000}{1000 \cdot 0,7} \cdot 1,1 = 594 \text{ кВт}. \quad (5.2)$$

Асинхронный электродвигатель выбирается по мощности и по габаритным размерам. Выбираем асинхронный электродвигатель ДА304-450Х-4У1, паспортные данные которого представлены в таблице 11.

Таблица 35 – Паспортные данные асинхронного двигателя типа ДА304-450Х-4У1

Тип двигателя	ДА304-450Х-4У1
P_H , кВт	630
U_H , В	6000
S_H , %	1,1
η_H , %	94,7
$\cos\varphi_H$	0,87
$k_{\text{МАКС}}$	2,5
k_{Π}	1,2
k_I	7
$J=J_{\text{рот}}+J_{\text{мех}}$, кг · м ²	22+300

При выборе преобразователя частоты необходимо учесть ряд особенностей, обусловленных физическими параметрами.

При выборе станции управления необходимо руководствоваться параметрами двигателя. Мощность преобразователя частоты и всей остальной силовой аппаратуры зависит от мощности двигателя. Обычно для номинальной работы преобразователь частоты выбирают на типоразмер выше, чем мощность двигателя. Если преобразователь частоты поставить на двигатель большей мощности, чем сам преобразователь, то нет никакой гарантии, что привод запустится, и будет работать. У каждого преобразователя частоты есть свои внутренние защиты, которые не позволят работать приводу за пределами критических параметров (выходной ток не должен превышать допустимого значения). Преобразователь частоты может запустить двигатель, но он будет работать неустойчиво, что может привести к выходу его из строя.

Учтя выше приведенные особенности и то, что ПЧ для питания обмотки статора АД КЗ выбирается из условий

$$I_{н.пч.} \geq I_{н.дв.}, U_{н.пч.} \geq U_{н.дв.},$$

то выбираем преобразователь частоты ПЧВМ со следующими паспортными данными:

Характеристика ПЧВМ

Номинальное напряжение питания.....6000В, 50 Гц

Диапазон отклонения питающего

Напряжения от номинального..... $\pm 10\%$

Номинальный выходной ток..... 85 А

Номинальная мощность преобразователя.....630 кВт

Мощность подключаемого электродвигателя.....630 кВт

Температурный диапазон.....0...40 °С

Степень защиты...IP20

Схема управления..... интерфейс связи RS-485

Диапазон изменения выходной частоты.....0.1...65 Гц
 Габаритные размеры..... 4180× 2400× 1200
 Масса.....4500 кг

2.7 Расчет и выбор электродвигателя конденсационного насоса

Мощность двигателя выбираем в соответствии с выражением:

$$P_{\text{эд}} = \frac{g \cdot Q \cdot H}{\eta_H \cdot 3600}, \quad (3.2.1)$$

где $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения;

$Q = 22 \text{ м}^3/\text{ч}$ – требуемый расход системы;

$H = 6400 \text{ м}$ – требуемый напор;

$\eta_H = 0,895$ – КПД насоса, о.е.

$$P_{\text{эд}} = \frac{g \cdot Q \cdot H}{\eta_H \cdot 3600} = \frac{22 \cdot 6400 \cdot 9,81}{0,895 \cdot 3600} = 479,6 \text{ кВт.}$$

Асинхронный электродвигатель выбирается по мощности и по габаритным размерам. Выбираем асинхронный электродвигатель ВА02-560S-4, паспортные данные которого представлены в таблице 12.

Таблица 36 – Паспортные данные асинхронного двигателя типа ДА304-450Х-4У1

Тип двигателя	ВА02-560S-4
P_H , кВт	500
U_H , В	6000
S_H , %	1
η_H , %	95
$\cos\varphi_H$	0,9
$k_{\text{МАКС}}$	2,5
k_{Π}	1,3
k_I	6,5
$J = J_{\text{рот}} + J_{\text{мех}}$, кг · м ²	8,6+320

При выборе преобразователя частоты необходимо учесть ряд особенностей, обусловленных физическими параметрами.

При выборе необходимо руководствоваться параметрами двигателя. Мощность преобразователя частоты и всей остальной силовой аппаратуры зависит от мощности двигателя. Обычно для номинальной работы преобразователь частоты выбирают на типоразмер выше, чем мощность двигателя. Если преобразователь частоты поставить на двигатель большей мощности, чем сам преобразователь, то нет никакой гарантии, что привод запустится, и будет работать. У каждого преобразователя частоты есть свои внутренние защиты, которые не позволят работать приводу за пределами критических параметров (выходной ток не должен превышать допустимого значения). Преобразователь частоты может запустить двигатель, но он будет работать неустойчиво, что может привести к выходу его из строя.

Учтя выше приведенные особенности и то, что ПЧ для питания обмотки статора АД КЗ выбирается из условий

$$I_{н.пч.} \geq I_{н.дв.}, U_{н.пч.} \geq U_{н.дв.},$$

то выбираем преобразователь частоты ПЧВА-М -Т60 со следующими паспортными данными:

Характеристика ПЧВА-М -Т60

Номинальное напряжение питания..... 6000В, 50..60 Гц

Диапазон отклонения питающего

Напряжения от номинального.....±15 %

Номинальный выходной ток..... 61 А

Полная мощность преобразователя.....630 кВА

Мощность подключаемого электродвигателя.....500 кВт

Температурный диапазон.....0...40 °С

Степень защиты...IP30

Схема управления..... интерфейс связи RS-485

Диапазон изменения выходной частоты.....0.1...50 Гц

Габаритные размеры..... 3700× 2350× 1100
 Масса.....3850 кг

2.8 Расчетные параметры электродвигателя BA02-560S-4

Номинальная скорость вращения

$$n_{\text{дв.н}} = \left(1 - \frac{s_n}{100}\right) \cdot n_0 = \left(1 - \frac{1}{100}\right) \cdot 1500 = 1485 \text{ об/мин};$$

Синхронная угловая частота вращения двигателя

$$\omega_0 = \frac{2\pi \cdot f_{1н}}{z_p} = \frac{\pi \cdot n_0}{30} = \frac{3.1415 \cdot 1500}{30} = 157 \text{ рад/с}.$$

Номинальная угловая частота вращения

$$\omega_{\text{дв.н}} = \left(1 - \frac{s_n}{100}\right) \cdot \omega_0 = \left(1 - \frac{1}{100}\right) \cdot 157 = 155.5 \text{ рад/с}.$$

Номинальный полезный момент на валу двигателя

$$M_{\text{дв.н}} = \frac{P_{\text{дв.н}} \cdot 10^3}{\omega_{\text{дв.н}}} = \frac{500 \cdot 10^3}{155.43} = 3216.88 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Номинальный ток двигателя

$$I_{1н} = \frac{P_n \cdot 10^3}{3 \cdot U_n \cdot \cos \phi_n \cdot \eta_n} = \frac{500 \cdot 10^3}{3 \cdot 3484 \cdot 0.9 \cdot 0.95} = 56.274 \text{ А}.$$

2.8.1 Определение параметров схемы замещения асинхронного двигателя по каталожным данным

Предварительное значение тока холостого хода асинхронного двигателя

$$I_0 = \sqrt{\frac{I_{11}^2 - \left[p_* \cdot I_{1н} \cdot \frac{1-s_n}{1-p_* \cdot s_n} \right]^2}{1 - \left[p_* \cdot \frac{1-s_n}{1-p_* \cdot s_n} \right]^2}} = \sqrt{\frac{52.367^2 - \left[0.85 \cdot 56.274 \cdot \frac{1-2}{1-0.85 \cdot 2} \right]^2}{1 - \left[0.85 \cdot \frac{1-2}{1-0.85 \cdot 2} \right]^2}} = 13.814 \text{ A},$$

Где

$$I_{11} = \frac{p_* \cdot P_n}{3 \cdot U_{1н} \cdot \cos \phi_{p_*} \cdot \eta_{p_*}} = \frac{0.85 \cdot 500}{3 \cdot 3464 \cdot 0.9 \cdot 0.95} = 48.316 \text{ A}$$

– ток статора двигателя при частичной нагрузке;

$p_* = \frac{P}{P_n}$ – коэффициент загрузки двигателя, принимаем $p_* = 0.85$;

Приведенное к обмотке статора активное сопротивление обмотки ротора

$$R_2' = \frac{3 \cdot U_{1фн}^2 \cdot (1-s_n)}{2 \cdot m_k \cdot P_{двн} \cdot C_1^2 \cdot \left(\beta + \frac{1}{s_k} \right)} = \frac{3 \cdot 220^2 \cdot (1-2)}{2 \cdot 2.7 \cdot 4000 \cdot 1.019^2 \cdot \left(1 + \frac{1}{0.119} \right)} = 0.647 \text{ Ом}.$$

где β – коэффициент, значение которого находится в диапазоне $0.6 \div 2.5$, предварительно принимаем $\beta = 1$;

$$C_1 = 1 + \frac{I_0}{2 \cdot k_{идв} \cdot I_{1н}} = 1 + \frac{13.814}{2 \cdot 6.5 \cdot 56.274} = 1.019$$

– расчетный коэффициент;

$$s_{\kappa} = s_{\kappa} \cdot \frac{m_{\kappa} + \sqrt{m_{\kappa}^2 - [1 - 2 \cdot s_{\kappa} \cdot \beta \cdot (m_{\kappa} - 1)]}}{1 - 2 \cdot s_{\kappa} \cdot \beta \cdot (m_{\kappa} - 1)} =$$

$$= 1 \cdot \frac{2.5 + \sqrt{2.5^2 - [1 - 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot (2.5 - 1)]}}{1 - 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot (2.5 - 1)} = 0.049$$

– критическое скольжение двигателя.

Активное сопротивление обмотки статора

$$R_1 = C_1 \cdot R_2' \cdot \beta = 1.019 \cdot 0.647 \cdot 1 = 0.659 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление короткого замыкания

$$X_{\kappa\kappa} = \gamma \cdot C_1 \cdot R_2' = 20.193 \cdot 1.019 \cdot 0.647 = 13.315 \text{ Ом, где}$$

$$\gamma = \sqrt{\frac{1}{s_{\kappa}^2} - \beta^2} = \sqrt{\frac{1}{0.119^2} - 1^2} = 20.193.$$

Найденное значение коэффициента $\gamma = 20,193$, практически определяющее отношение индуктивного сопротивления короткого замыкания в номинальном режиме к приведенному активному сопротивлению обмотки ротора (коэффициент $C_1 \approx 1$), для двигателя мощностью 500 кВт является приемлемым.

Приведенное к обмотке статора индуктивное сопротивление рассеяния обмотки ротора

$$X_{2\sigma}' = 0.58 \cdot \frac{X_{\kappa\kappa}}{C_1} = 0.58 \cdot \frac{13.315}{1} = 7.58 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора

$$X_{1\sigma} = 0.42 \cdot X_{\kappa\kappa} = 0.42 \cdot 13.315 = 5.592 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление контура намагничивания

$$X_{\mu} = \frac{E_{\mu}}{I_0} = \frac{3304}{13.814} = 239.193 \text{ Ом,}$$

где

$$E_{\mu} = \sqrt{(U_{1H} \cdot \cos \phi_H - I_{1H} \cdot R_1)^2 + (U_{1H} \cdot \sin \phi_H - I_{1H} \cdot X_{1\sigma H})^2} =$$

$$= \sqrt{(3464 \cdot 0.9 - 56.274 \cdot 0.659)^2 + (3464 \cdot \sin(\arccos(0.9)) - 56.274 \cdot 5.592)^2} = 3304 \text{ В}$$

– ЭДС ветви намагничивания, наведенная потоком воздушного зазора в обмотке статора в номинальном режиме[2].

Полученные расчётные параметры Т-образной схемы замещения электродвигателя сведены в таблице

Таблица 37 – Расчетные параметры схемы замещения АД

$R_1, \text{Ом}$	$R'_2, \text{Ом}$	$X_{\text{кн}}, \text{Ом}$	$X_{1\sigma}, \text{Ом}$	$X'_{2\sigma}, \text{Ом}$	$X_{\mu}, \text{Ом}$
0,659	0,647	13,315	5,592	7,58	239,193

2.8.2 Расчёт естественных характеристик электродвигателя

Естественная механическая характеристика $M(s)$ асинхронного двигателя для частоты $f_{1H} = 50 \text{ Гц}$ рассчитывается по выражению:

$$M(s) = \frac{3 \cdot U_{1\Phi H}^2 \cdot R'_2}{\omega_0 \cdot s_H \cdot \left[X_{\text{кн}}^2 + \left(R_1 + \frac{R'_2}{s_H} \right)^2 + \left(\frac{R_1 \cdot R'_2}{s_H \cdot X_{\mu}} \right)^2 \right]} =$$

$$= \frac{3 \cdot 3464^2 \cdot 0.647}{157 \cdot 1 \cdot \left[13.315^2 + \left(0.659 + \frac{0.647}{1} \right)^2 + \left(\frac{0.659 \cdot 0.647}{1 \cdot 239.193} \right)^2 \right]} = 390.867 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

где M – электромагнитный момент двигателя, Н·м.

Естественная механическая характеристика двигателя представлена на рисунке 2.1

Механическая характеристика (см. рисунок 2.1), полученная при расчетах по параметрам схемы замещения, соответствует асинхронному

двигателю с ненасыщенной магнитной системой, а её своеобразие определяется зависимостью индуктивного сопротивления ротора от скольжения.

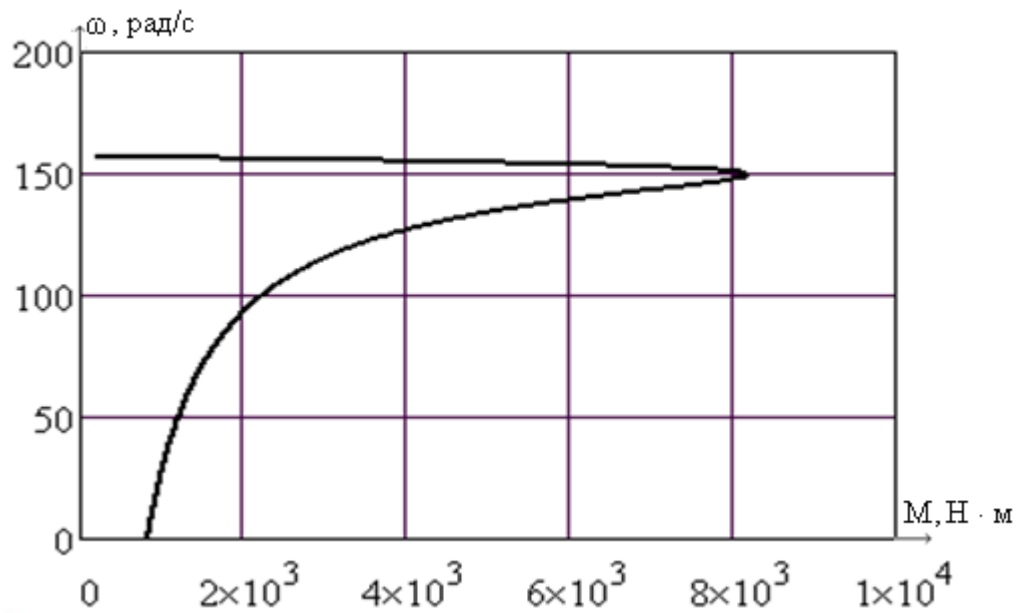


Рисунок 2.10 – Естественная механическая характеристика асинхронного двигателя $\omega(M)$

Номинальный момент двигателя

$$M_H = \frac{P_H}{\omega_H} = \frac{500000}{157} = 3184,71 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Минимальный момент двигателя

$$M_{\min} = k_{\min} \cdot M_H = 1,7 \cdot 3184,71 = 5414,007 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Максимальный момент двигателя

$$M_{\max} = k_{\max} \cdot M_H = 2,5 \cdot 3184,71 = 7961,775 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Пусковой момент двигателя

$$M_n = k_n \cdot M_H = 1,3 \cdot 3184,71 = 4140,123 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

2.8.3 Естественная электромеханическая характеристика двигателя

Естественная электромеханическая характеристика $I_1(s)$

электродвигателя для частоты $f_{1H} = 50 \text{ Гц}$ рассчитывается по выражению:

$$I_1(s) = \sqrt{I_0^2 + I_2'^2(s) + 2 \cdot I_0 \cdot I_2'(s) \cdot \sin \varphi_2(s)}$$

$$= \sqrt{13,814^2 + I_2'(s)^2 + 2 \cdot 13,814 \cdot I_2'(s) \cdot \sin \varphi_2(s)} = 68,547$$

где $I_1 = I_{1\phi}$ – действующее значение фазного тока двигателя, А;

$$\sin \varphi_2(s) = \frac{X_{KH}}{\sqrt{\left(R_1 + \frac{R_2}{s}\right)^2 + X_{KH}^2}} = \frac{13,315}{\sqrt{\left(0,659 + \frac{0,647}{s}\right)^2 + 13,315^2}}$$

$$I_2'(s) = \frac{U_{1\phi H}}{\pm \sqrt{\left(R_1 + \frac{R_2}{s}\right)^2 + X_{KH}^2 + \left(\frac{R_1 \cdot R_2}{s \cdot X_\mu}\right)^2}} =$$

$$= \frac{3464}{\pm \sqrt{\left(0,659 + \frac{0,647}{s}\right)^2 + 13,315^2 + \left(\frac{0,659 \cdot 0,647}{s \cdot 10,796}\right)^2}},$$

Естественная электромеханическая характеристика $I_1 = f(\omega)$ приведена на рисунке 2.11

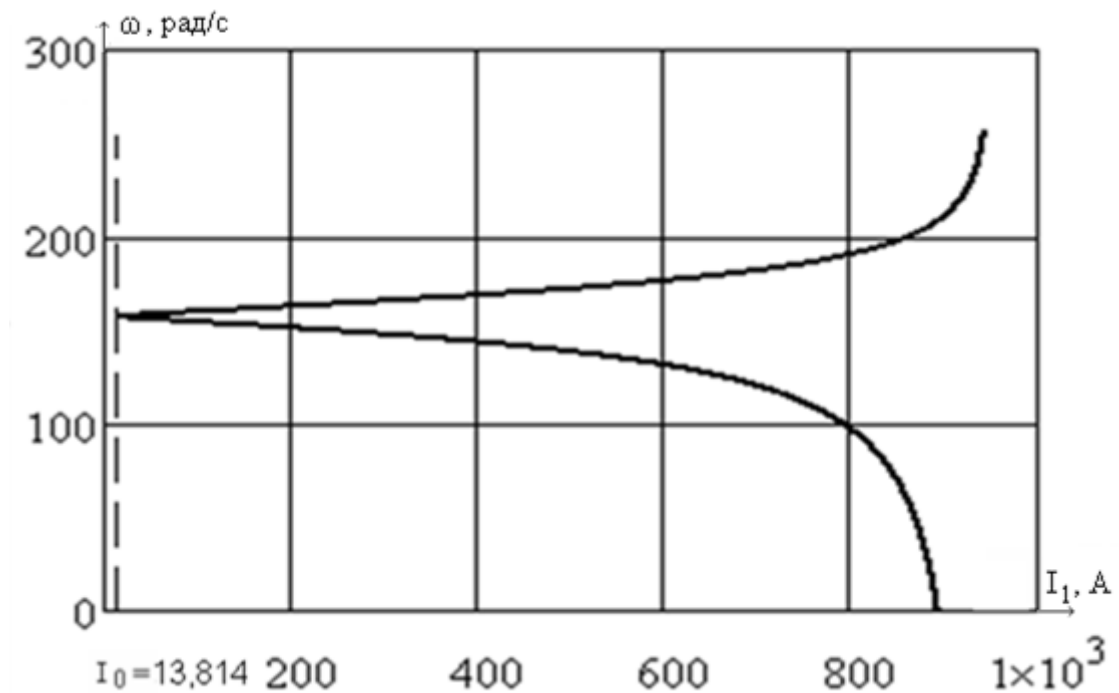


Рисунок 2.11 – Электромеханическая характеристика асинхронного двигателя $I_1 = f(\omega)$

2.8.4 Статические характеристики насоса при регулировании

скорости по закону регулирования $\frac{U_{1j}}{f_{1j}^2} = const$

Такой класс законов регулирования в ЭП переменного тока получил широкое применение. Однако, при регулировании скорости при помощи данного закона, необходимо повышать фазное напряжение на двигателе на величину, определенное уравнением $U_{lj} = E_{lj} + I_l \cdot R_l$, т.е на величину падения напряжения на R_l .

$$f_{1n1} = 50 \text{ Гц}; f_{11}^* = \frac{f_{1n1}}{f_{1n}} = \frac{50}{50} = 1;$$

$$f_{1n2} = 40 \text{ Гц}; f_{12}^* = \frac{f_{1n2}}{f_{1n}} = \frac{40}{50} = 0,8;$$

$$f_{1n3} = 25 \text{ Гц}; f_{13}^* = \frac{f_{1n3}}{f_{1n}} = \frac{25}{50} = 0,5;$$

$$f_{1n4} = 16,7 \text{ Гц}; f_{14}^* = \frac{f_{1n4}}{f_{1n}} = \frac{16,7}{50} = 0,33.$$

Для поддержания отношения $U/f^2 = const$, необходимо изменять напряжение:

$$U_{1n2} = 69,28 \cdot f_{1n2}^2 \quad U_{1n2} = 1774 \text{ В};$$

$$U_{1n3} = 69,28 \cdot f_{1n3}^2 \quad U_{1n3} = 433 \text{ В};$$

$$U_{1n4} = 69,28 \cdot f_{1n4}^2 \quad U_{1n4} = 123,08 \text{ В}.$$

Синхронная скорость на естественной характеристике

$$\omega_0 = \frac{n_0}{9,55} = 157,08 \text{ рад/с}.$$

Синхронная скорость на регулировочных характеристиках

$$\omega_{12} = \omega_0 \cdot f_{12}^* = 157,08 \cdot 0,8 = 125,66 \text{ рад/с};$$

$$\omega_{13} = \omega_0 \cdot f_{13}^* = 157,08 \cdot 0,5 = 78,54 \text{ рад/с};$$

$$\omega_{14} = \omega_0 \cdot f_{14}^* = 157,08 \cdot 0,1 = 51,83 \text{ рад/с}.$$

Выражение для расчета электромеханических характеристик, определяющих зависимость приведенного тока ротора от скольжения s при законе управления $U/f^2 = \text{const}$,

$$I_2'(s) = \frac{U_{1j}}{\pm \sqrt{\left(R_1 + \frac{R_2'}{s}\right)^2 + X_{\text{кн}}^2 \cdot f_{1*}^2 + \left(\frac{R_1 \cdot R_2'}{s \cdot X_{\mu\text{н}} \cdot f_{1*}}\right)^2}} =$$

$$= \frac{3464 \cdot f_{1*}}{\pm \sqrt{(0.659 + 0.647/s)^2 + 13.315^2 \cdot f_{1*}^2 + \left(\frac{0.659 \cdot 0.647}{s \cdot 239.193 \cdot f_{1*}}\right)^2}}.$$

Электромеханические характеристики приведены на рисунке 2.12

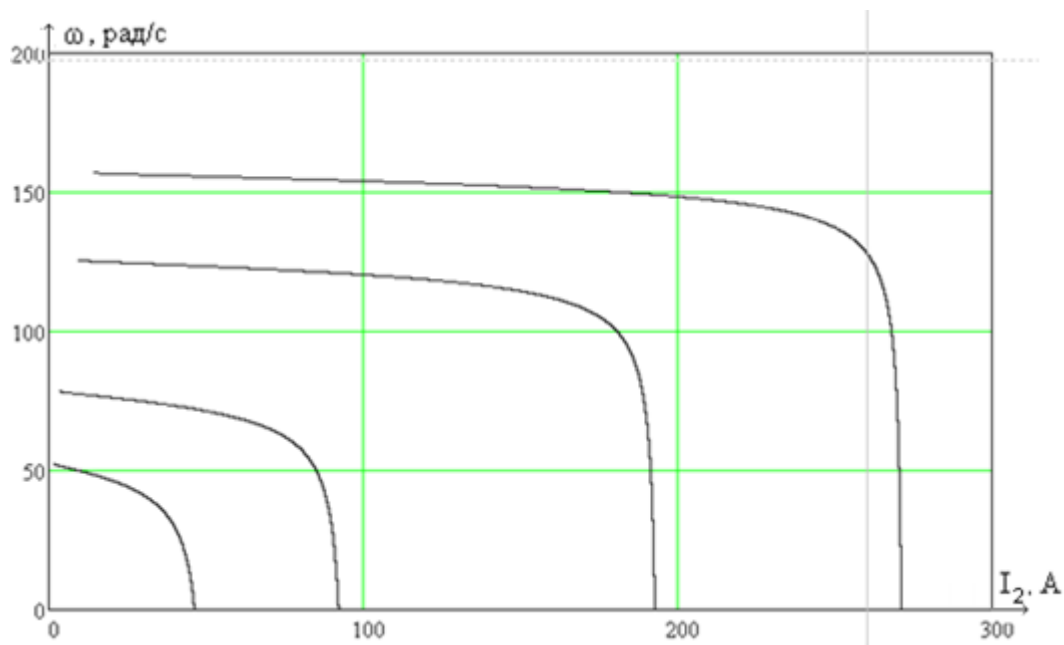


Рисунок 2.12 – Электромеханические характеристики $I_2 = f(\omega)$

Расчетное выражение для электромеханических характеристик $I_1 = f(s)$, отражающих зависимость тока статора I_1 от скольжения

$$I_1(s) = \sqrt{I_0^2 + I_2'^2(s) + 2 \cdot I_0 \cdot I_2'(s) \cdot \sin \phi_2(s)} =$$

$$= \sqrt{13.814^2 + I_2'^2(s) + 2 \cdot 13.814 \cdot I_2' \cdot \sin \phi_2(s)},$$

$$\text{где } \sin \phi_2 = \frac{x_{\text{кн}} \cdot f_{1*}}{\sqrt{(R_1 + \frac{R_2'}{s})^2 + x_{\text{кн}}^2 \cdot f_{1*}^2}} = \frac{13.315 \cdot f_{1*}}{\sqrt{(0.659 + \frac{0.647}{s})^2 + 13.315^2 \cdot f_{1*}^2}};$$

$$I_0 = \frac{U_{1j}}{\sqrt{R_1^2 + (x_{1\text{н}} + x_{\mu\text{н}})^2 \cdot f_{1*}^2}}.$$

Электромеханические характеристики для тока статора приведены на рисунке 2.13

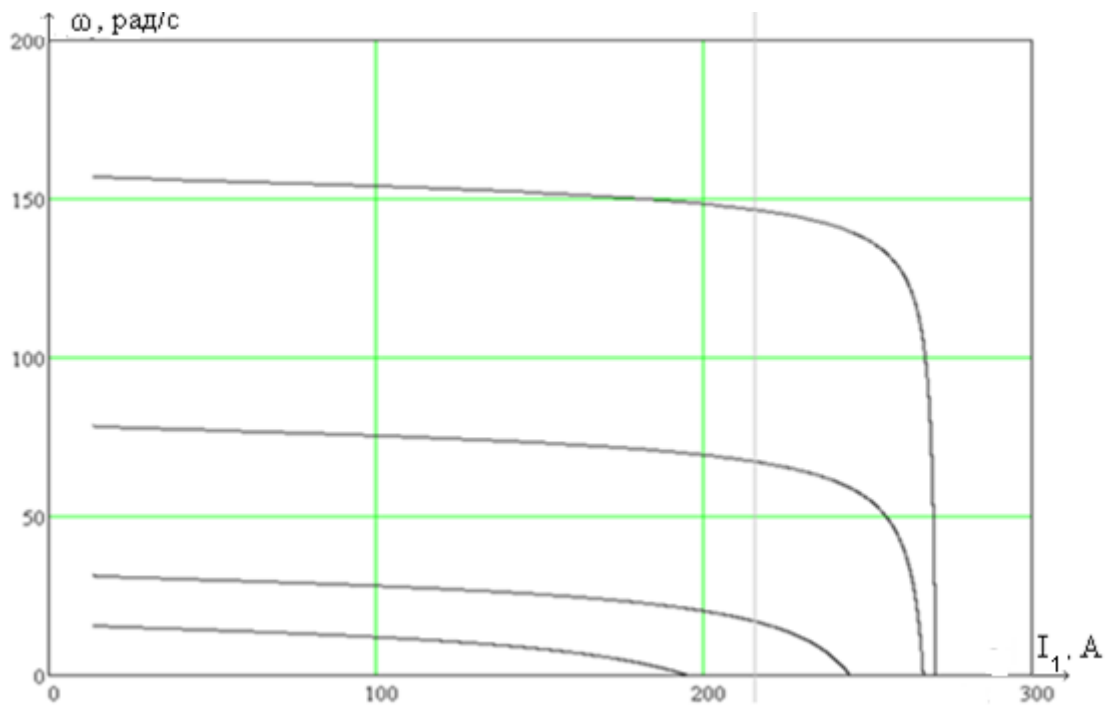


Рисунок 2.13– Электромеханические характеристики $I_1 = f(\omega)$

Выражение для расчета механических характеристик

$$\begin{aligned} M(s) &= \frac{3 \cdot U_{1j}^2 \cdot R_2'}{\omega_{0j} \cdot s \cdot \left[X_{\text{кн}}^2 \cdot f_{1*}^2 + \left(R_1 + \frac{R_2'}{s} \right)^2 + \left(\frac{R_1 \cdot R_2'}{s \cdot X_{\mu\text{н}} \cdot f_{1*}} \right)^2 \right]} = \\ &= \frac{3 \cdot 3464^2 \cdot f_{1*}^2 \cdot 0.647}{\omega_{0j} \cdot s \cdot \left[13.315^2 \cdot f_{1*}^2 + \left(0.659 + \frac{0.647}{s} \right)^2 + \left(\frac{0.659 \cdot 0.647}{s \cdot 239.193 \cdot f_{1*}} \right)^2 \right]}, \end{aligned}$$

Пример расчета критического скольжения и критического момента для
 $R_l = 0,659 \text{ Ом}, f_{l*} = 1$

$$s_k = R_2' \cdot \sqrt{\frac{1 + \left(\frac{R_1}{X_\mu}\right)^2}{R_1^2 + (X_{\text{кн}})^2}} = 0.647 \cdot \sqrt{\frac{1 + \left(\frac{0.659}{239.183}\right)^2}{0.659^2 + (13.315)^2}} = 0.036.$$

$$M_{\text{кр}} = \frac{3 \cdot U_{lj}^2}{2 \cdot u_{\text{о}j} \cdot \left[R_l + \sqrt{(R_l^2 + (X_l + X_2')^2 \cdot f_{l*}^2)} \cdot \left(1 + \frac{R_l^2}{X_m^2 \cdot f_{l*}^2} \right) \right]} =$$

$$= \frac{3 \cdot 3464^2}{2 \cdot 157,08 \cdot \left[0,659 + \sqrt{(0,659^2 + 13,172^2 \cdot f_{l*}^2)} \cdot \left(1 + \frac{0,659^2}{13,315^2 \cdot f_{l*}^2} \right) \right]} = 2386 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Механические характеристики изображены на рисунке 2.14

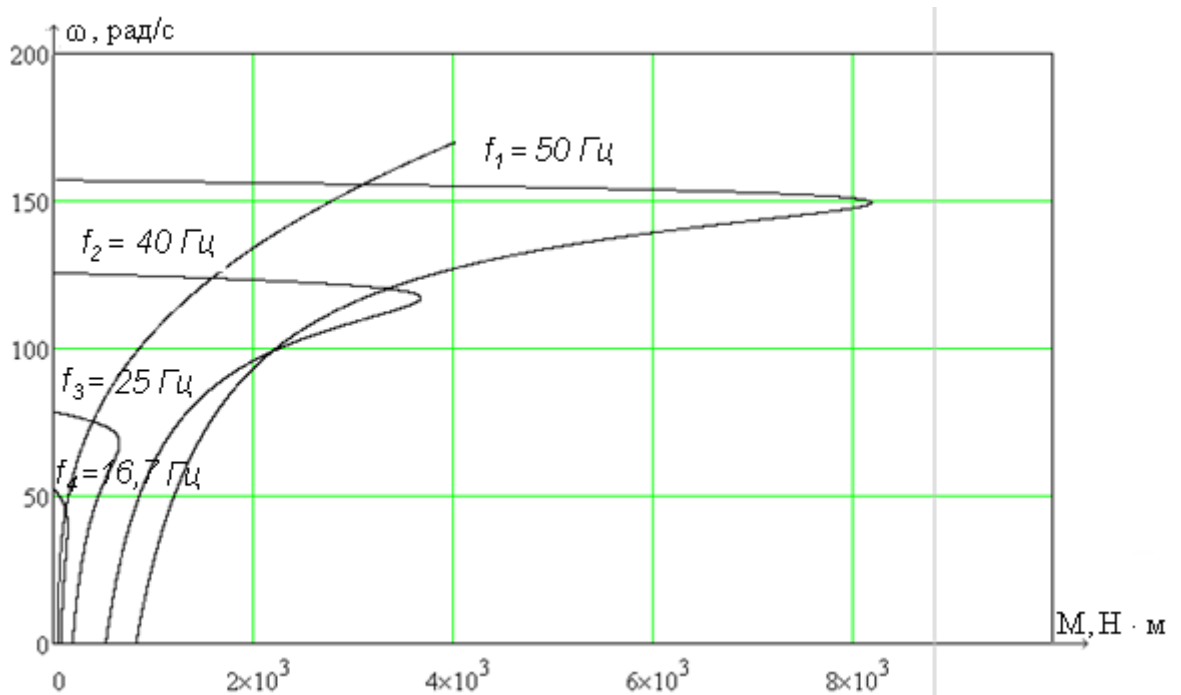


Рисунок 2.1 – Механические характеристики

2.9 Расчет динамических характеристик асинхронного двигателя

Так как параметры схемы замещения асинхронного двигателя найдены с помощью методики, допускающей определенную погрешность, то для окончательной проверки правильности их нахождения, проверим асинхронный двигатель в динамике. Моделирование асинхронного двигателя будем производить в абсолютных единицах, так как современные программные средства для численных вычислений, расчетов и математического моделирования, например, MATLAB позволяют автоматически устанавливать масштаб моделирования независимо от мощности двигателя или его параметров.

Схема имитационной модели асинхронного двигателя в программной среде MATLAB приведена на рис. 2.15

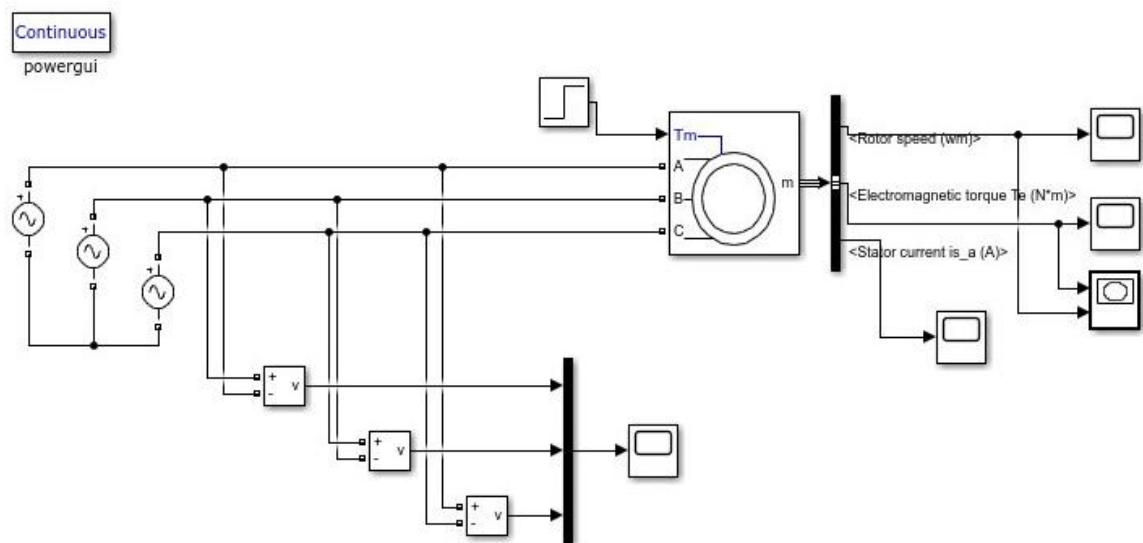


Рис. 2.15. Схема имитационной модели асинхронного двигателя в программной среде MATLAB-Simulink

Ввод параметров схемы замещения асинхронного двигателя произведен через диалоговое окно (рис. 2.16), которое вызывается двойным щелчком по изображению двигателя.

Для исследования динамики асинхронного двигателя при прямом пуске произведем пуск двигателя вхолостую, а затем в момент времени $t=2,5$ с осуществим наброс номинальной нагрузки $M_n = 3184 \text{ Н} \cdot \text{м}$.

Произведен расчет переходных процессов стандартной трехфазной модели асинхронного электродвигателя в программной среде MATLAB Simulink. Переходные процессы скорости и момента для имитационной модели асинхронного двигателя полностью совпадают и приведены на рис. 2.17
Динамическая механическая характеристика асинхронного двигателя приведена на рис. 2.18

Block Parameters: Asynchronous Machine SI Units

Asynchronous Machine (mask) (link)

Implements a three-phase asynchronous machine (wound rotor, squirrel cage or double squirrel cage) modeled in a selectable dq reference frame (rotor, stator, or synchronous). Stator and rotor windings are connected in wye to an internal neutral point.

Configuration Parameters Advanced Load Flow

Nominal power, voltage (line-line), and frequency [Pn(VA), Vn(Vrms), fn(Hz)]: [500000 6000 50]

Stator resistance and inductance [Rs(ohm) Lls(H)]: [0.659 0.017]

Rotor resistance and inductance [Rr'(ohm) Llr'(H)]: [0.647 0.024]

Mutual inductance Lm (H): 0.76

Inertia, friction factor, pole pairs [J(kg.m^2) F(N.m.s) p()]: [8.6 0 2]

Initial conditions

[slip, th(deg), ia, ib, ic(A), pha, phb, phc(deg)]:

[1,0 0,0,0 0,0,0]

☐ Simulate saturation

Plot

[i(Arms) ; v(VLL rms)]: , 302.9841135, 428.7778367 ; 230, 322, 414, 460, 506, 552, 598, 644, 690]

OK Cancel Help Apply

Рис. 2.16. Окно ввода параметров схемы замещения асинхронного двигателя

Графики переходных процессов момента $M = f(t)$ и скорости $\omega = f(t)$ при пуске асинхронного электродвигателя прямым включением в сеть приведены на рис. 2.17 и рис. 2.18.

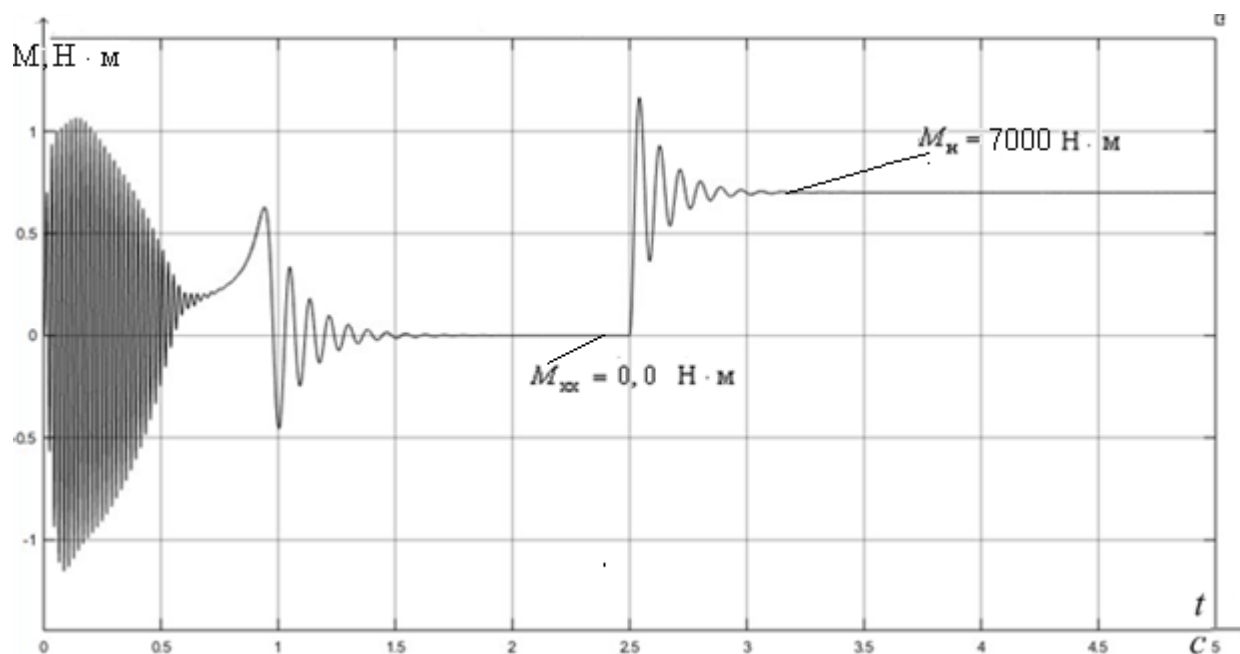


Рис. 2.17. График переходного процесса момента $M = f(t)$ при прямом пуске асинхронного электродвигателя

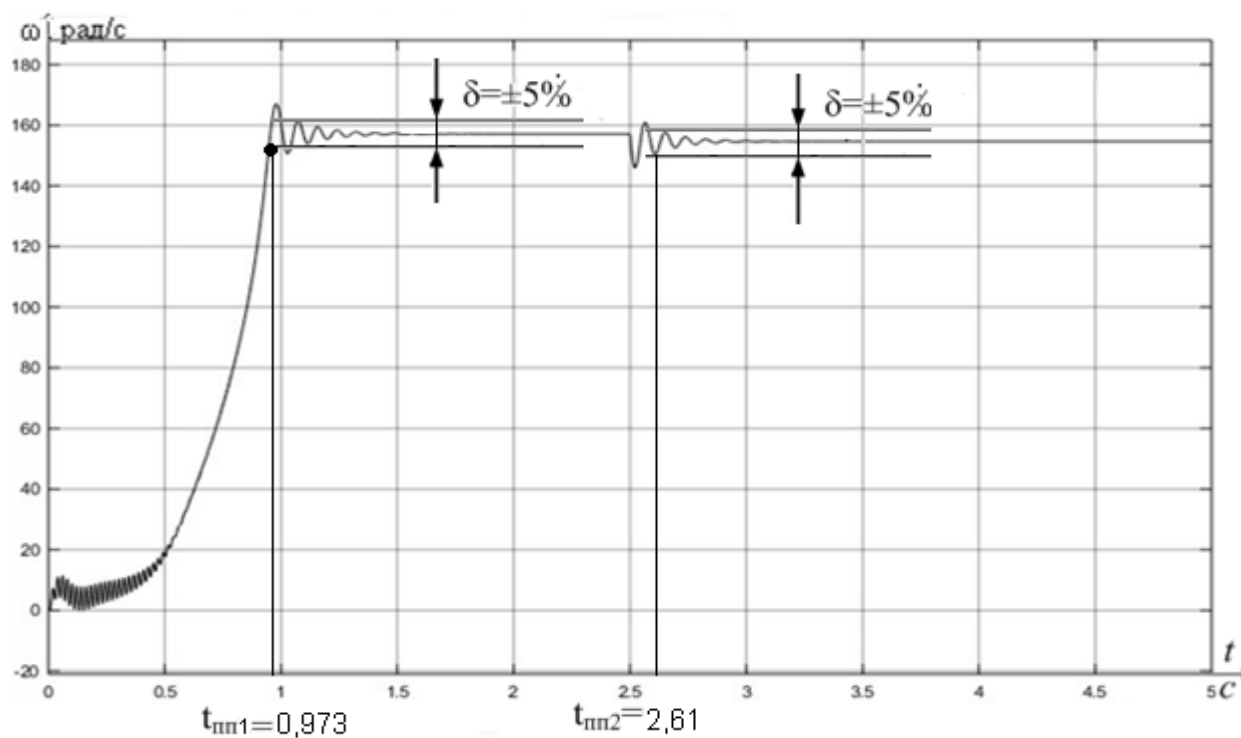


Рис. 2.18 График переходного процесса скорости $\omega = f(t)$ при прямом пуске асинхронного электродвигателя

Графики $M = f(t)$ и $\omega = f(t)$ переходных процессов позволяют построить динамическую механическую характеристику (рисунок 2.19) асинхронного двигателя ВА02-560S-4 при пуске прямым включением в сеть.

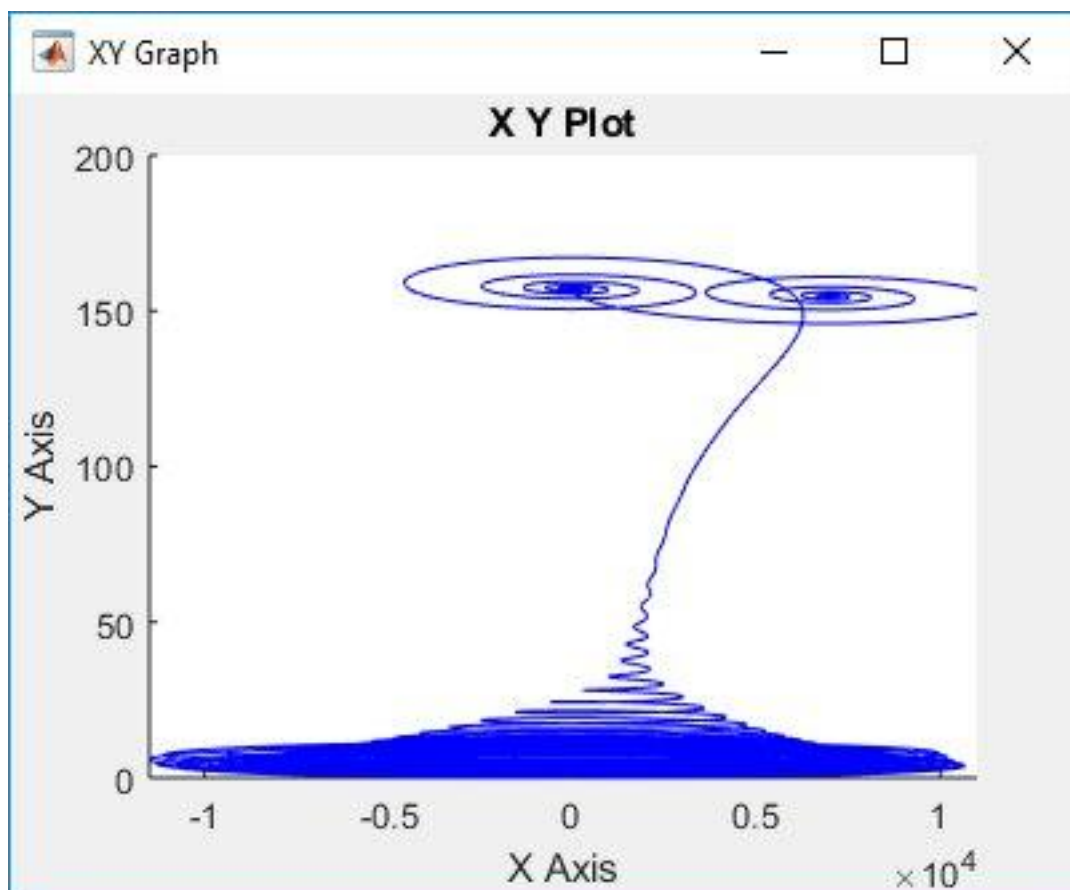


Рисунок 2.19 – Динамическая механическая характеристика АД

Анализ графиков показывает, что при отработке переходных процессов без нагрузки (режим идеального холостого хода) асинхронный двигатель разогнался до синхронной скорости $\omega_0 = 157,0 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$, его электромагнитный момент установился равным нулю.

В момент времени $t = 2,5$ с на валу двигателя произведен наброс нагрузки, равный номинальному моменту двигателя $M_c = 3184$ Н·м. При отработке возмущающего воздействия установившаяся скорость двигателя уменьшилась

до номинальной скорости $\omega_n = 155,5 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$, электромагнитный момент в установившемся режиме стал равен статическому моменту на валу двигателя $M_c = 3184 \text{ Н} \cdot \text{м}$.

Анализ переходного момента асинхронного двигателя показывает, что максимальный ударный момент при пуске прямым включением в сеть составляет $11125 \text{ Н} \cdot \text{м}$ и превышает номинальный момент $M_n = 3184 \text{ Н} \cdot \text{м}$ двигателя в 3,5 раза и может достигнуть недопустимо больших по механической прочности значений для механизма крутильной машины.

Графики переходных процессов тока статора $I_c = f(t)$, при пуске асинхронного двигателя без токоограничения приведены на рис. 2.20

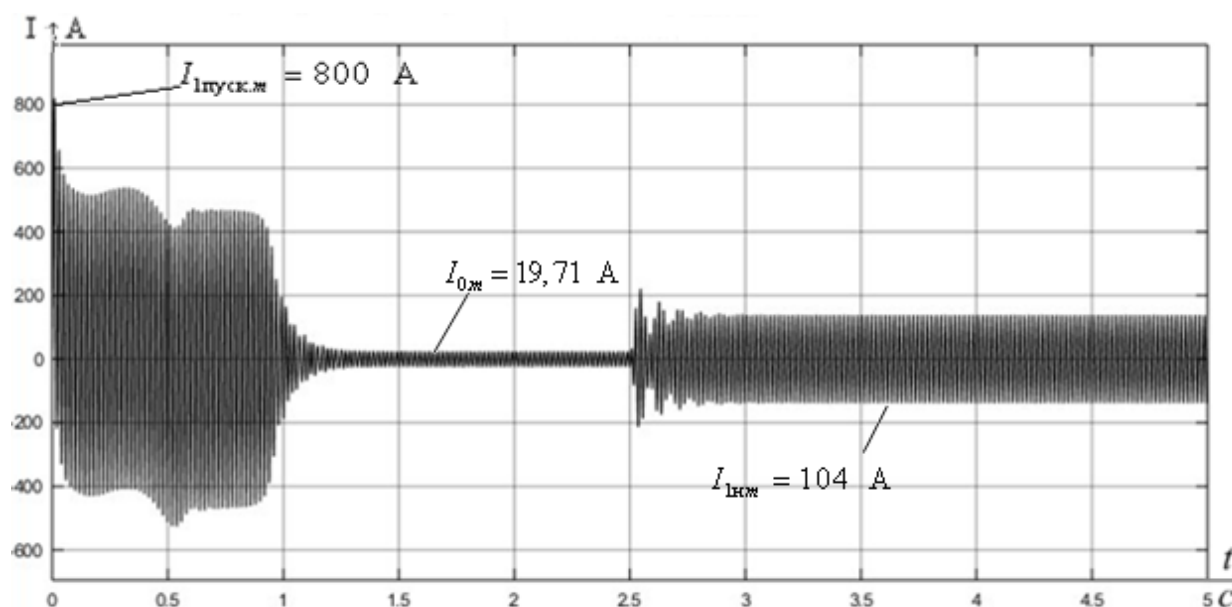


Рис. 2.20 График переходных процессов тока статора $I_c = f(t)$

Пусковой ток асинхронного двигателя, найденный по результатам расчета переходных процессов, составляет:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{I_{\text{пуск.}m}}{\sqrt{2}} = \frac{800}{\sqrt{2}} = 565,68 \text{ А},$$

где $I_{\text{пуск}m}$ – амплитудное значение пускового тока статора.

Максимальный ток, потребляемый двигателем при прямом пуске

$$I_{\pi} = k_{\tau} \cdot I_{1н} = 14 \cdot 56,274 = 787,836 \text{ А},$$

где $k_{\tau} = \frac{I_{\pi}}{I_{1н}} = 7$ – перегрузочная способность асинхронного двигателя по току;

$I_{1н} = 56,274 \text{ А}$ – номинальный ток обмоток статора асинхронного двигателя.

Расхождения в определении пускового тока объясняются тем, что имитационная модель асинхронного двигателя не учитывается эффект вытеснения тока на поверхность проводников ротора и насыщение зубцов ротора возникающие при пуске.

Номинальный ток статора двигателя, найденный по результатам расчета переходных процессов:

$$I_{1н} = \frac{I_{1нм}}{\sqrt{2}} = \frac{104}{\sqrt{2}} = 70.71 \text{ А},$$

где $I_{1нм}$ – амплитудное значение номинального тока статора (рис. 20) отличается от номинального тока статора (56,274 А) так как был задан момент равный 7500 Н·м.

Выводы:

- Анализ графиков переходных процессов тока, скорости и момента показал, что асинхронный электродвигатель с найденными параметрами схемы замещения является устойчивым звеном и эти параметры можно использовать в дальнейшем при исследовании и настройке систем регулирования с применением данного двигателя.
- Имитационная модель асинхронного двигателя, созданная в программной среде MATLAB адекватно отображает переходные режимы, асинхронного двигателя и может быть использована при исследовании его динамических процессов.

2.10 Расчет переходных процессов скорости и момента для режима пуска при вентиляторной нагрузке на валу двигателя системы «Преобразователь частоты – Асинхронный двигатель»

В соответствии с функциональной схемой, представленной на рисунке составим имитационную модель привода.

Для этого определим передаточные функции входящих в нее блоков.

Представим математически рассчитанную и аппроксимированную ломаными линиями кривую зависимости $U = 0,008 \cdot f_1^3$.

Кривая задается в блоке ПЧН одиннадцатью точками:

1. $f = 2,5$ Гц, 2. $f = 5$ Гц, 3. $f = 7,5$ Гц, 4. $f = 10$ Гц, 5. $f = 15$ Гц, 6. $f = 20$ Гц, 7. $f = 25$ Гц, 8. $f = 30$ Гц, 9. $f = 35$ Гц, 10. $f = 45$ Гц, 11. $f = 50$ Гц.

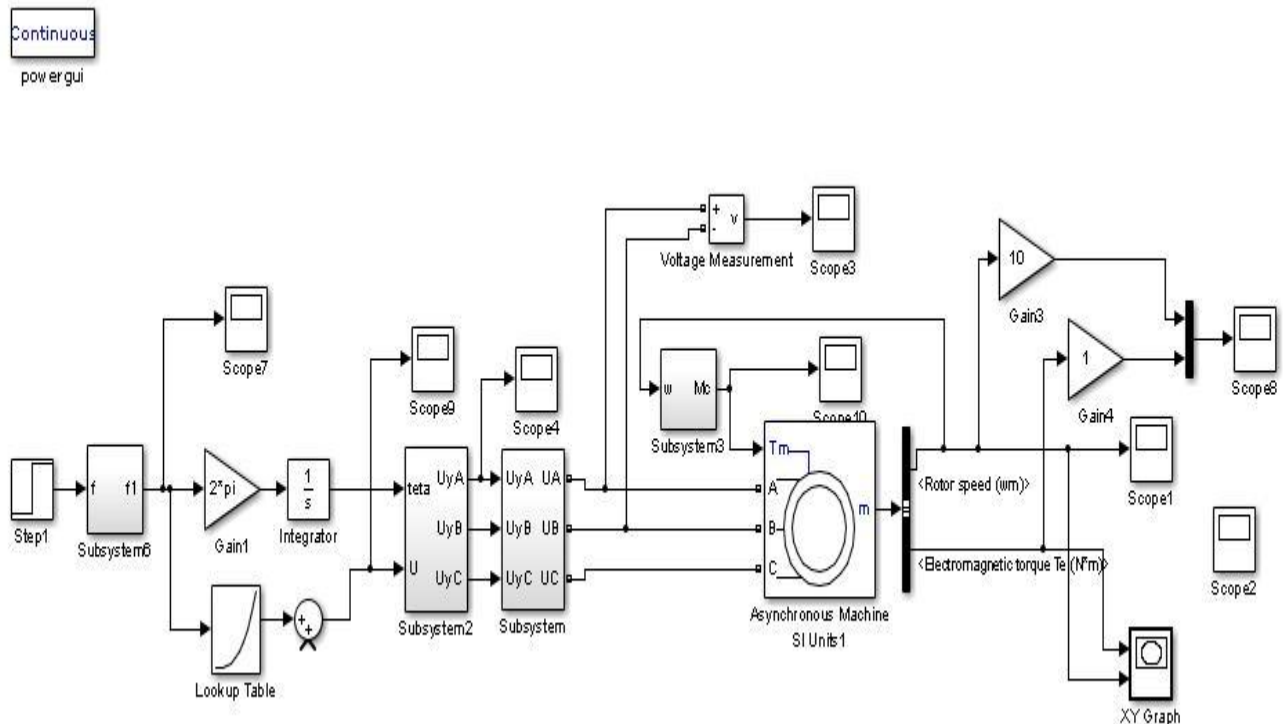


Схема 2 - Имитационная модель замкнутой системы ПЧ-АД

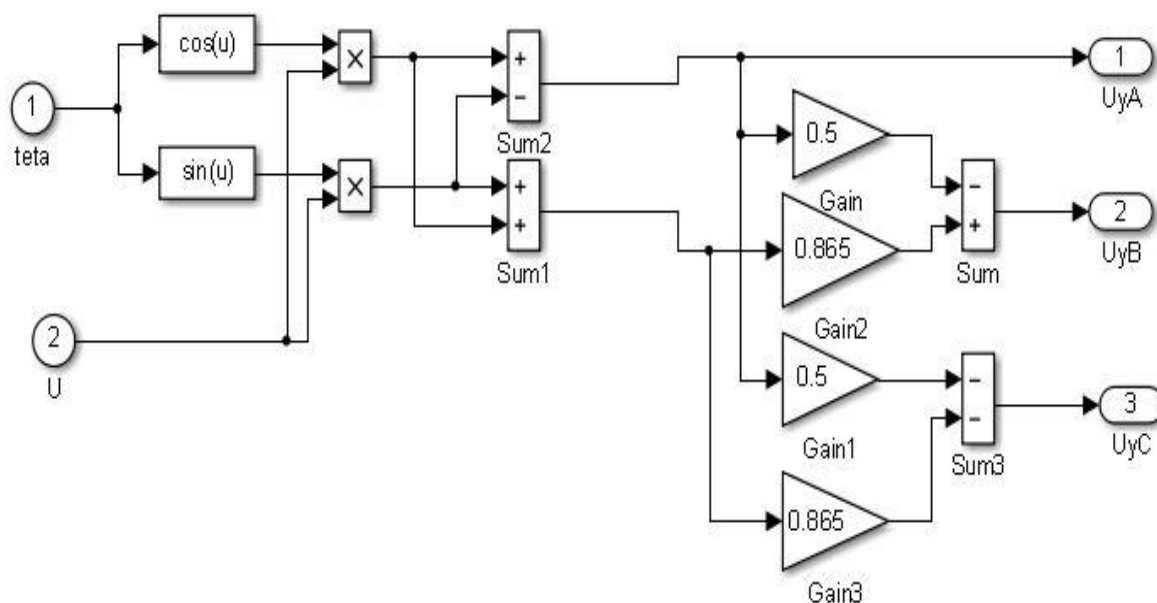


Схема 3 - Имитационная модель прямого координатного преобразователя

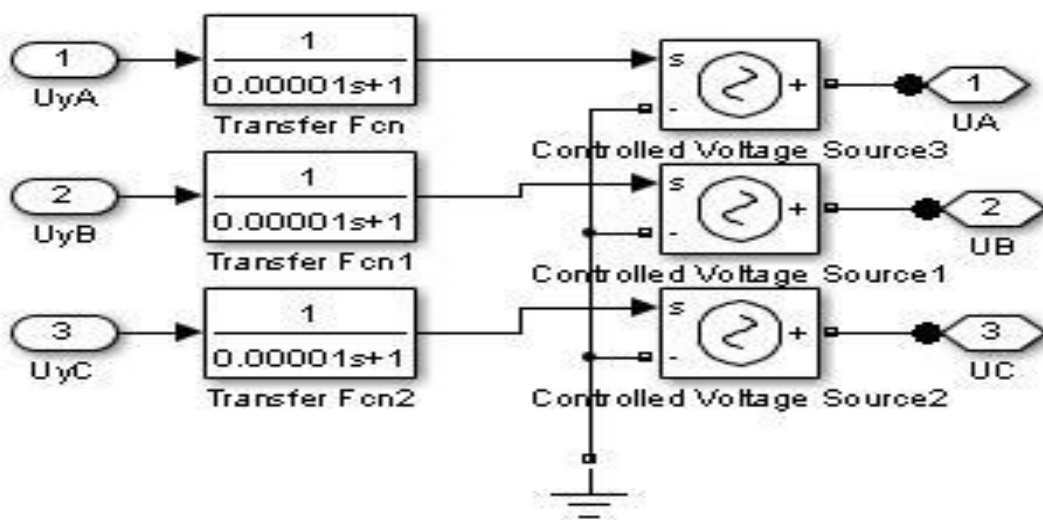


Схема 4 - Имитационная модель преобразователя частоты

Динамические, механические и переходные характеристики скорости ротора и электромагнитного момента АД при частотах преобразователя частоты 50Гц, 40Гц, 25Гц и 16,7 Гц полученные на модели, представлены на рисунках 2.21-2.32

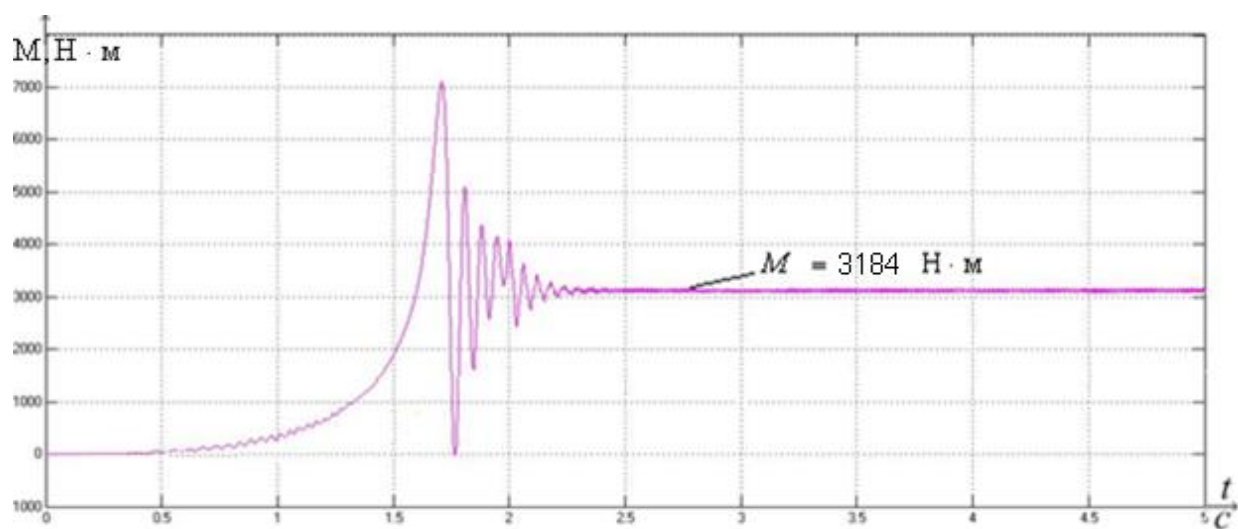


Рисунок 2.21 – График переходных процессов $M = f(t)$ при частоте 50 Гц.

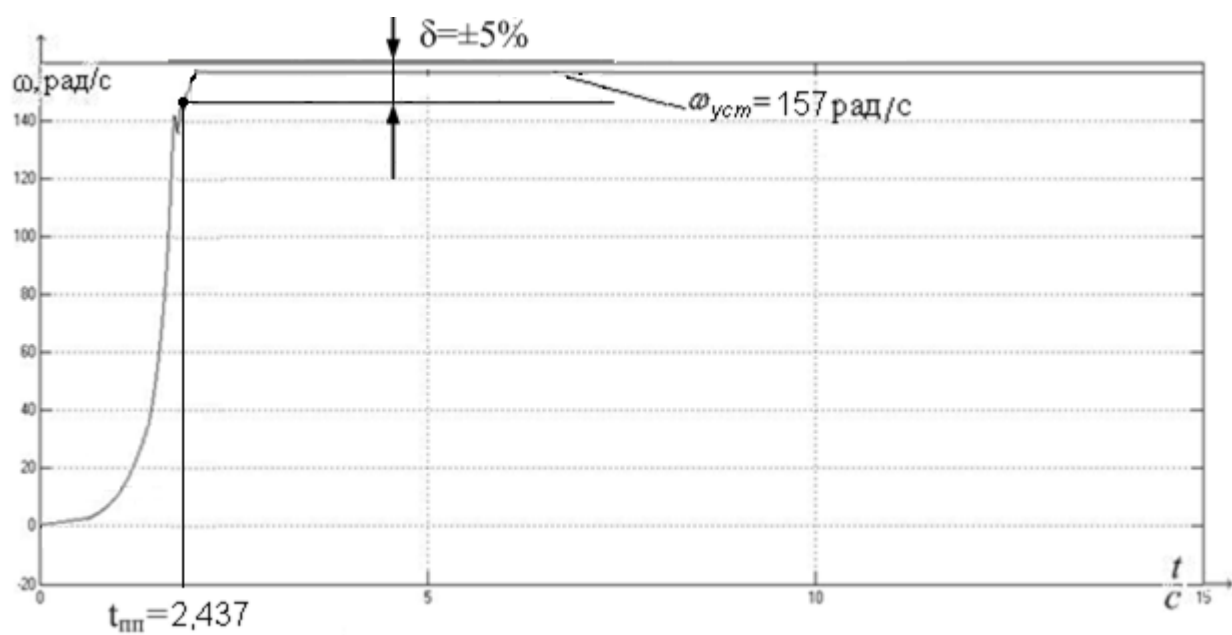


Рисунок 2.22 – График переходных процессов $\omega = f(t)$ при частоте 50 Гц.

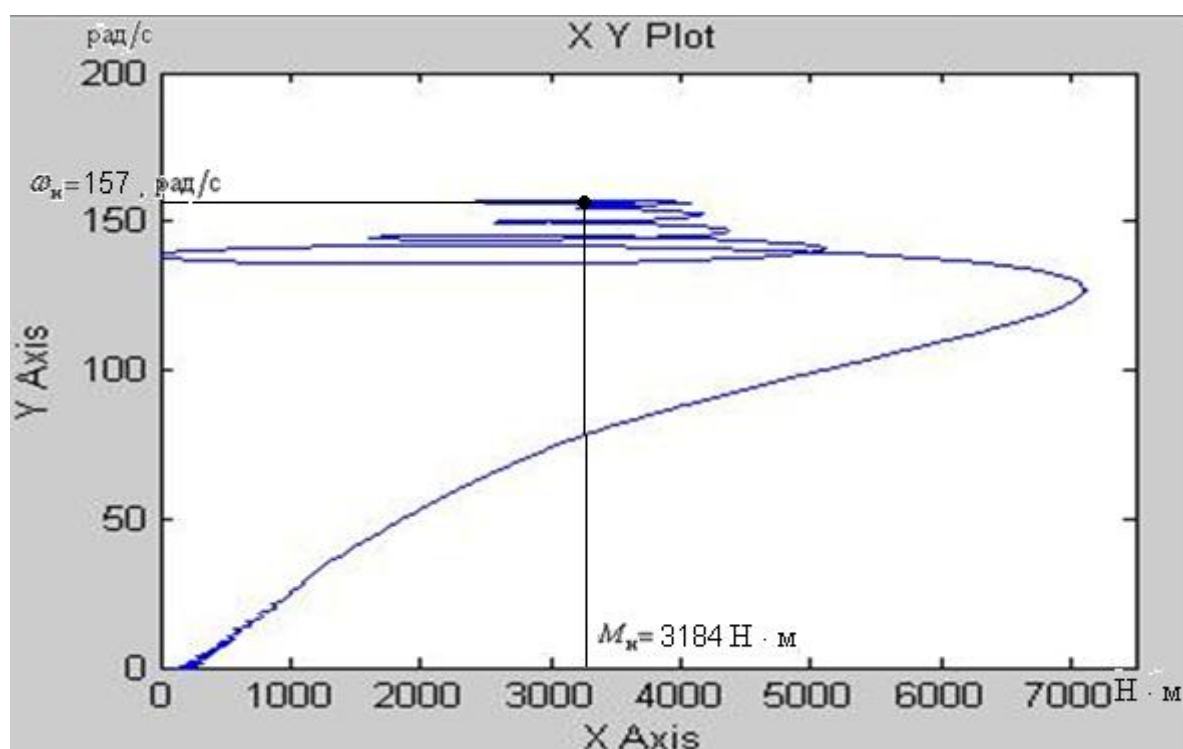


Рисунок 2.23– Динамическая характеристика при частоте 50 Гц.

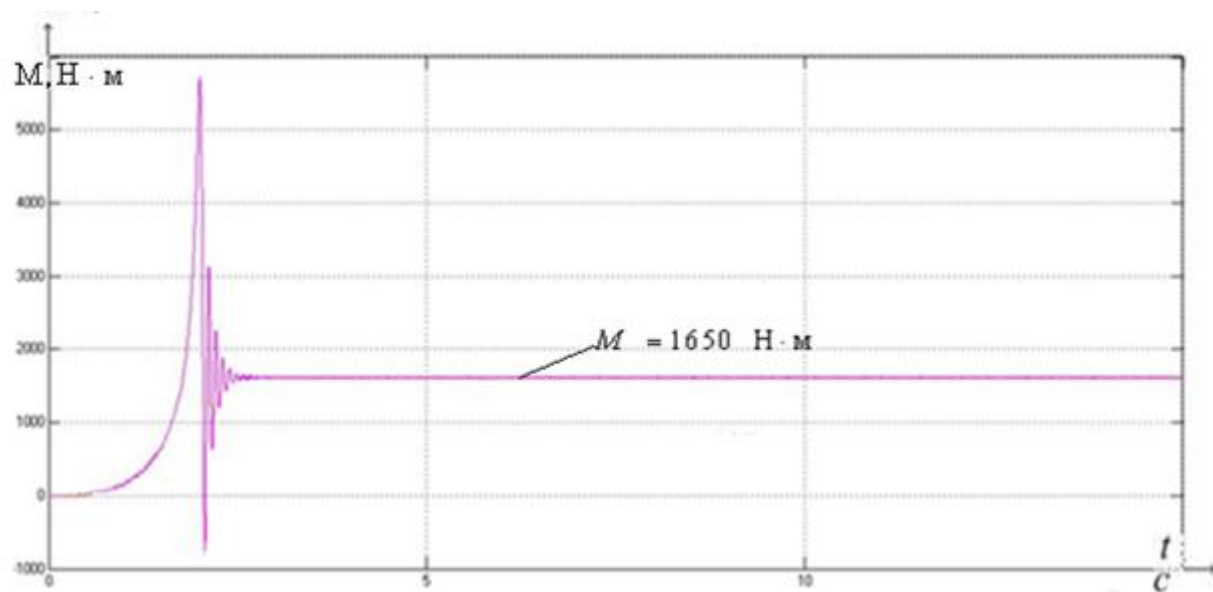


Рисунок 2.24 – График переходных процессов $M = f(t)$ при частоте 40 Гц.

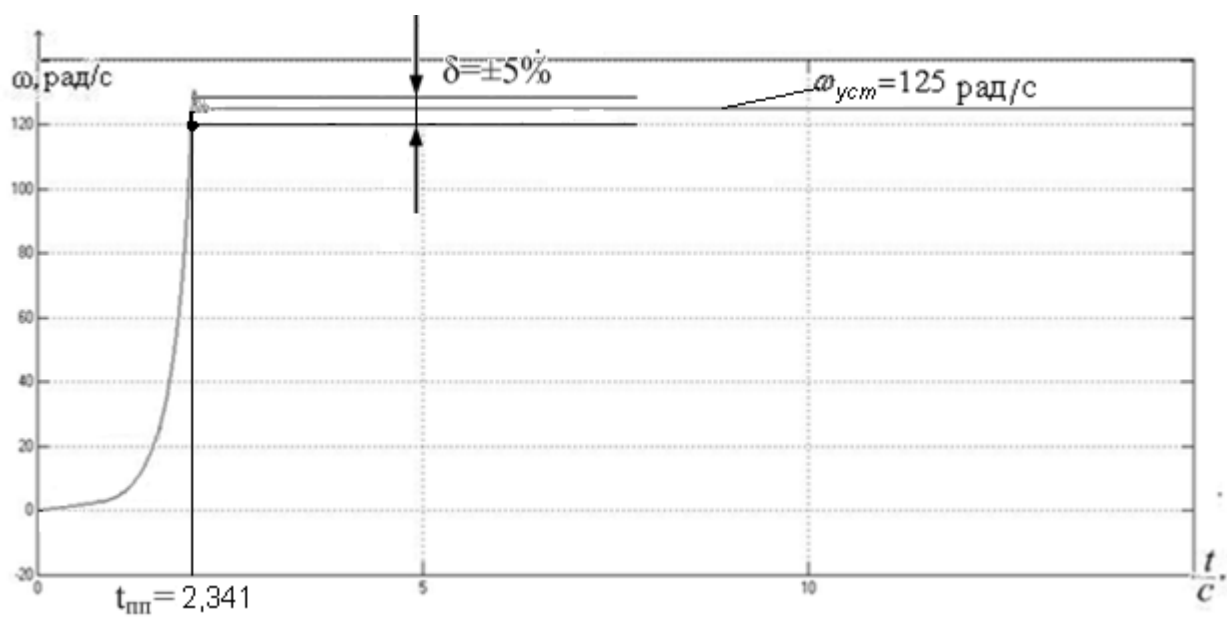


Рисунок 2.25– График переходных процессов $\omega = f(t)$ при частоте 40 Гц.

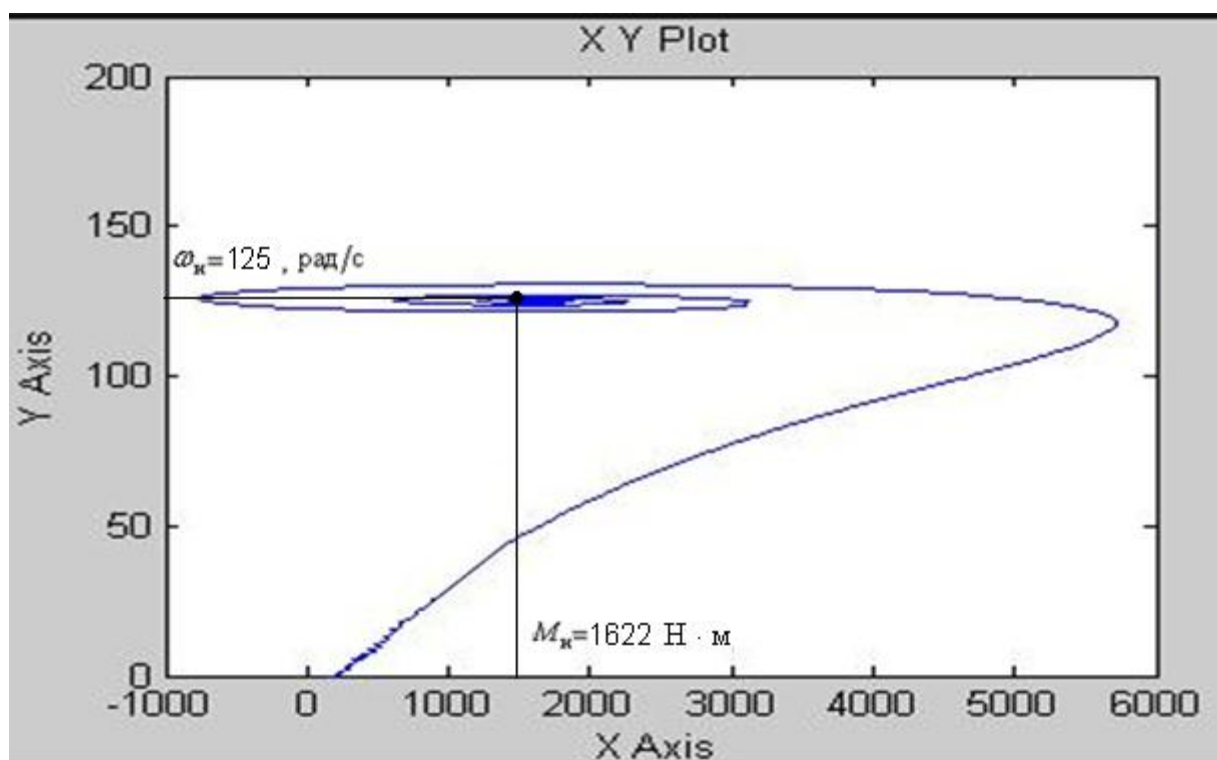


Рисунок 2.26– Динамическая характеристика при частоте 40 Гц.

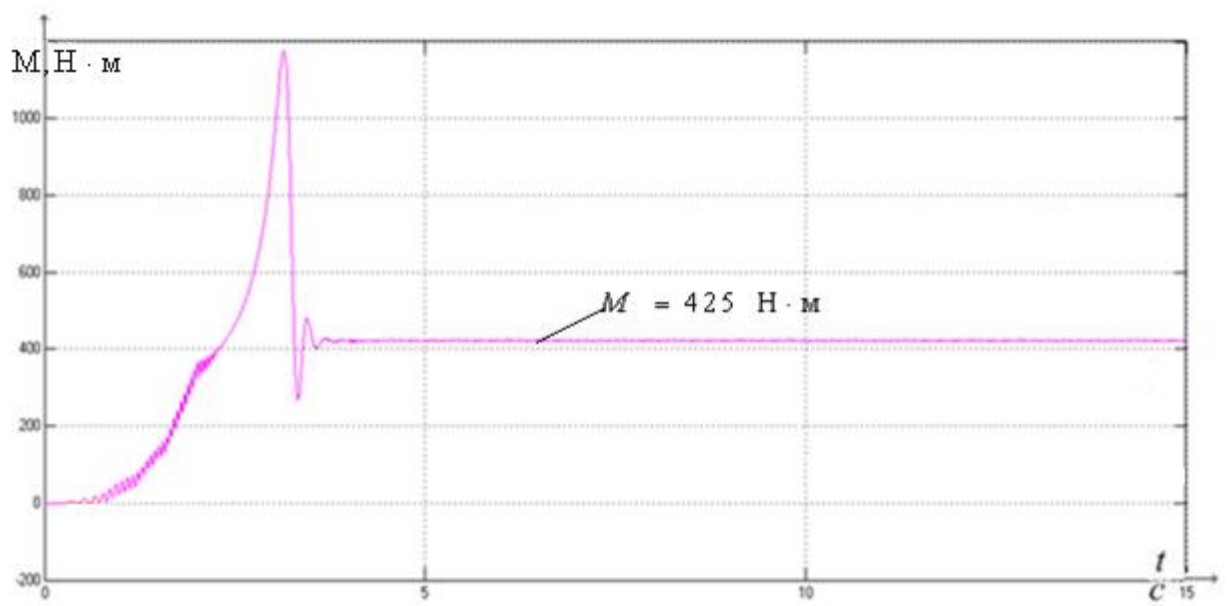


Рисунок 2.27 – График переходных процессов $M = f(t)$ при частоте 25 Гц.

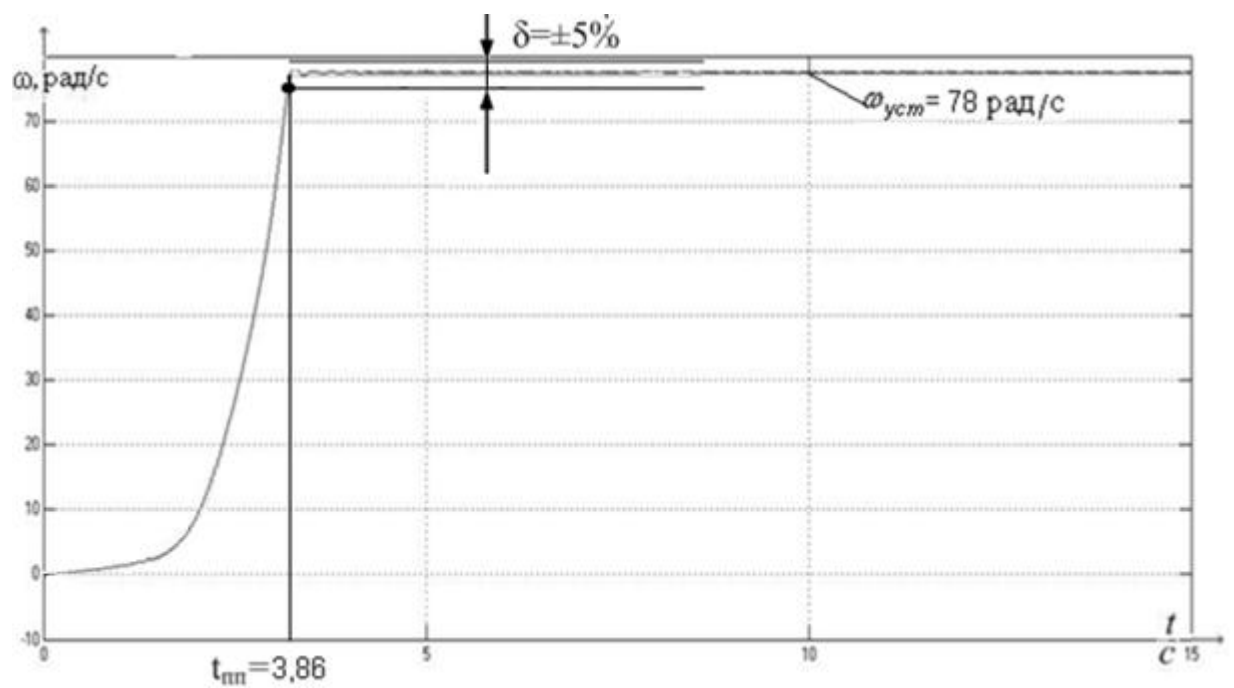


Рисунок 2.28 – График переходных процессов $\omega = f(t)$ при Частоте 25 Гц

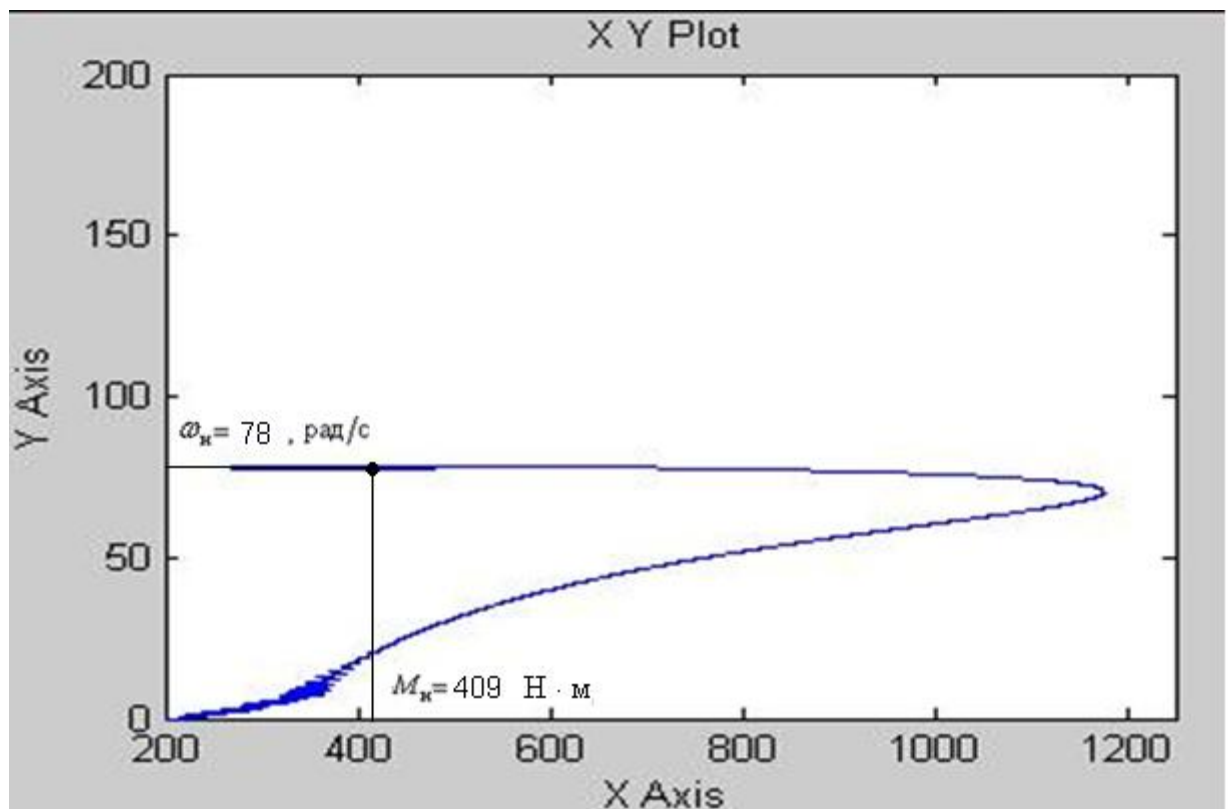


Рисунок 2.29 – Динамическая характеристика при частоте 25 Гц.

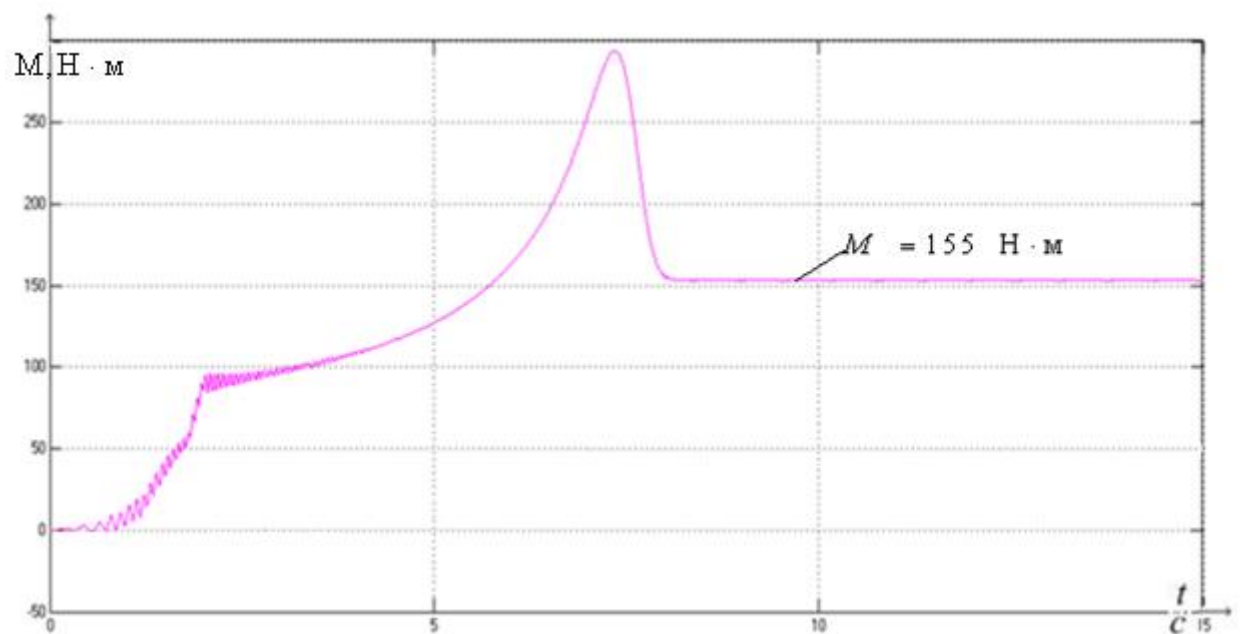


Рисунок 2.30 – График переходных процессов $M = f(t)$ при частоте 16,7 Гц.

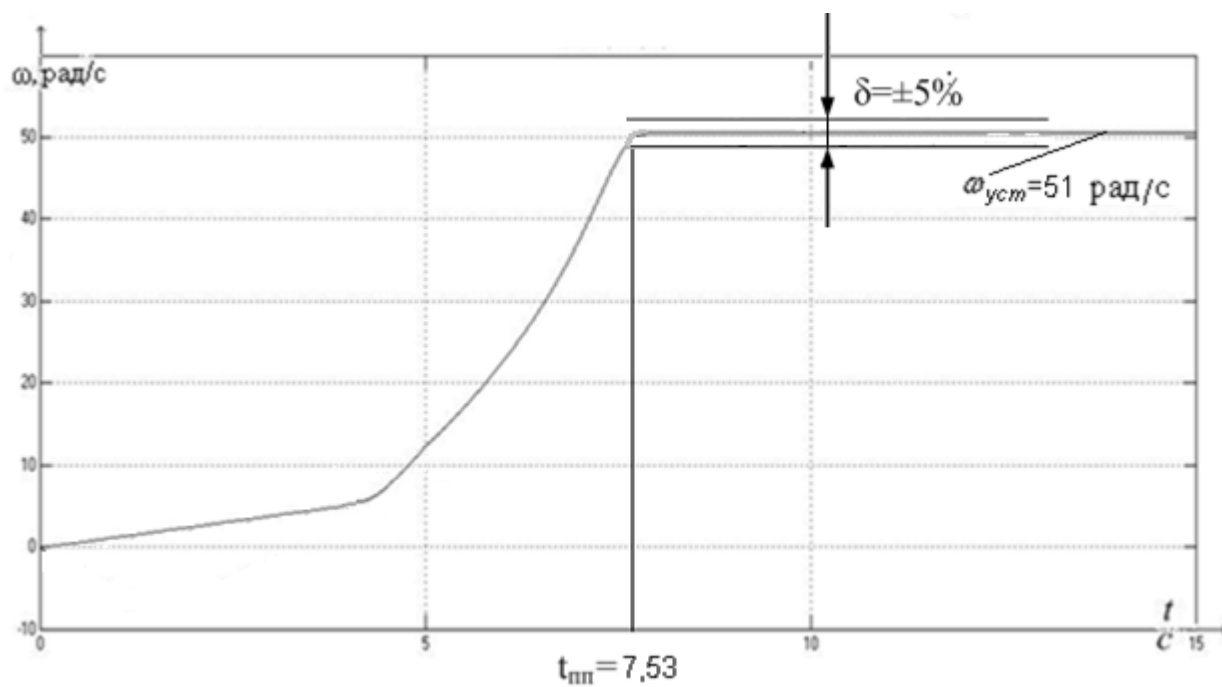


Рисунок 2.31 – График переходных процессов $\omega = f(t)$ при Частоте 16,7 Гц.

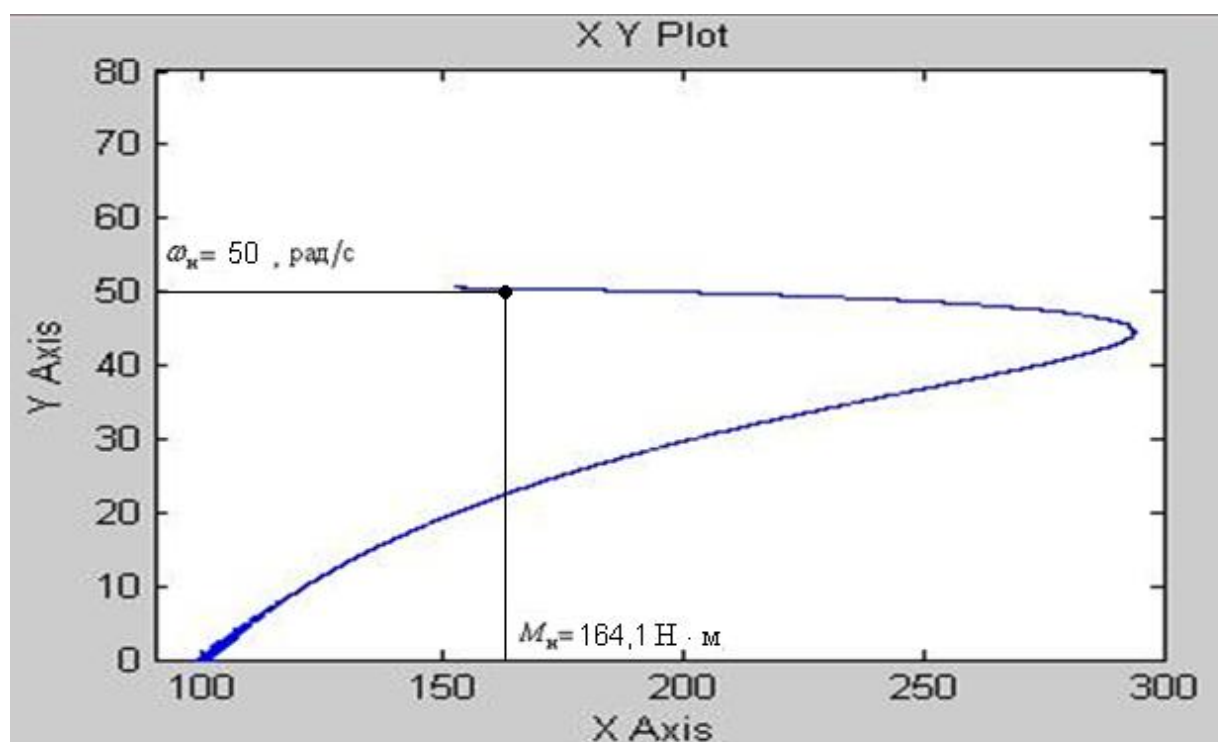


Рисунок 2.32 – Динамическая характеристика при частоте 16,7 Гц.

3. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе рассматриваются вопросы безопасности и охраны труда персонала КЭС, вопросы производственной санитарии, пожарной безопасности, охраны окружающей среды, а также поведение объекта в чрезвычайных ситуациях и меры, которые необходимы для повышения устойчивости при ЧС.

Техника безопасности предусматривает организационные и технические мероприятия, которые обеспечивают наиболее безопасные условия труда на производстве.

Для предприятий разработаны специальные правила безопасности с учетом требований Правил устройства электроустановок [6, ПУЭ], которые являются обязательными для всего обслуживающего персонала.

3.1 Анализ опасных и вредных факторов при эксплуатации КЭС и выбор площадки строительства

Выбор места строительства КЭС зависит от требований безопасности производственных процессов. При строительстве нужно уделять внимание проветриваемости площадки, преимущественное направление ветров и взаиморасположение объектов с окружающими производственными и жилыми объектами, поэтому дымовые трубы будут расположены южнее главного здания и ОРУ-110 кВ, при преобладании северного и северо-западного ветров. Так же при проектировании нужно уделять внимание на такие нюансы как, удаление от аэродромов, затопляемость грунтовыми водами, сыпучесть почвы, так как возможны сели, наличие полезных ископаемых в почве, а так-же климатические условия, которые могут повлечь за собой аварийную ситуацию на станции. Здания и помещения с производственными процессами, выделяющие в атмосферу газ, дым, пыль а также взрыво- и пожароопасные вещества, должны располагаться по отношению к другим зданиям с подветренной стороны. Расстояние между зданиями нужно принимать таким

образом, чтобы хватало для устройства дорог, тротуаров, инженерных сетей, но не меньше расстояний, которые предписывают пожарные и санитарные нормы.

Электрическая станция как комплексная техническая система имеет в своем составе большое число зданий, сооружений и инженерных коммуникаций — подземных, наземных и надземных.

Для размещения объектов и коммуникаций электростанции требуется значительная площадь: 0,04–0,06 га/МВт. Нужно помнить, что часть сооружений — склад топлива, железнодорожные приемные станции с разгрузочными устройствами, золошлакоотвалы и т. п., будут находиться за пределами строительной площадки, т. е. для их размещения требуются дополнительные участки. Для золошлакоотвалов отводят площади, которые должны обеспечить работу электростанции в течение не менее чем 25 лет.

Конденсационной электростанции (КЭС) требуют для своей работы колоссального количества топлива и технической воды (в первую очередь для конденсации отработанного пара турбин). Так, например, расход воды для конденсации пара на КЭС 2400 МВт составляет 84 м³/с. Поэтому при выборе системы их водоснабжения стараются максимально использовать естественные водоемы (реку, озеро, море), а при их отсутствии создают систему искусственного охлаждения

Транспорт низкосортных углей, обладающих большим балластом, по экономическим соображениям ограничен расстояниями до 150—200 км.

Под строительство электростанций отводят земли непригодные или малопригодные для сельскохозяйственных угодий. Так-же не приветствуется нахождение электростанции в месте полезных ископаемых. Земельный участок должен позволять строительство зданий и сооружений без дополнительных дорогостоящих мероприятий. Они должны допускать удельные нагрузки 0,2—0,25 МПа, при которых возможны сооружение зданий и установка вращающихся агрегатов без устройства сложных и дорогих фундаментов.

Площадки КЭС должны быть удалены от границ жилых районов в соответствии с размерами нормированных санитарно-защитных зон таблице -

1. Размеры зоны зависят от зольности топлива, степени очистки от золы дымовых газов и удельного расхода топлива.

Таблица 38 - Нормы санитарно-защитных зон, м

Зольность топлива, % рабочей массы	При улавливании 70% золы		При улавливании 90% золы		
	Расход условного топлива, т/ч				
	50—100	100—200	50—100	100—200	200—300
До 15	500	500	300	500	500
15—20	500	1000	300	500	1000
20—25	1000	1000	300	500	1000
25—30	1000	1000	500	1000	1000
30—45	1000	По согласованию с Госсанинспекцией	500	1000	1000

Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов выполняется в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 по каждой позиции проектируемого технологического процесса на КЭС.

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются по природе действия на следующие группы:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизиологические.

Физические опасные и вредные производственные факторы разделяются на: движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы; повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; повышенный уровень

шума на рабочем месте; повышенный уровень вибрации; повышенный уровень инфразвуковых колебаний; повышенный уровень ультразвука; повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне и его резкое изменение; повышенная или пониженная влажность воздуха; повышенная или пониженная подвижность воздуха; повышенная или пониженная ионизация воздуха; повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне; повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; повышенный уровень статического электричества; отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны; повышенная яркость света; пониженная контрастность; прямая и отраженная блескость; повышенная пульсация светового потока; повышенный уровень ультрафиолетовой радиации; повышенный уровень инфракрасной радиации; острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования.

Химические опасные и вредные производственные факторы разделяются:

- токсические;
- раздражающие;
- сенсibiliзирующие;
- канцерогенные;
- мутагенные;
- влияющие на репродуктивную функцию;
- по пути проникания в организм человека через:
 - органы дыхания;
 - желудочно-кишечный тракт;
 - кожные покровы и слизистые оболочки.

Психофизиологические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия подразделяются на следующие:

- а) физические перегрузки;
- б) нервно-психические перегрузки.

3.2 Производственная санитария

Основной задачей производственной санитарии является изучение причин, условий и производственных факторов, отрицательно влияющих на здоровье работающих, подготовка мероприятий, направленных на предупреждение профессиональных заболеваний, оздоровление условий труда и повышение его производительности.

В соответствии с системой стандартов безопасности труда (ССБТ) условия труда характеризуются отсутствием или наличием опасных и вредных производственных факторов. Опасным считается фактор, воздействие которого на работающего может привести к травме. Вредный фактор – это фактор приводящий к заболеваниям. Обе категории опасных производственных факторов можно подразделить на четыре группы:

Физические - к которым относятся шум, пыль, вибрация, жара, холод и др. Воздействие этих факторов может привести к таким заболеваниям, как глухота, обморожение;

Химические - (газ, ядовитые вещества), которые могут вызвать острые и хронические отравления, пневмосклерозы и др.;

Психофизиологические - которые могут вызвать физические и нервные перегрузки, приводят к таким заболеваниям, как грыжа, расширение вен, расстройство нервной системы, инфаркт и др.

В зависимости от степени воздействия перечисленных факторов на работающих, строительные работы классифицируют как тяжелые, вредные, особо тяжелые и особо вредные. Классификация работ приводится в ЕНиР.

3.2.1 Производственное освещение. Нормы освещенности помещений и рабочих мест

Освещение имеет важное санитарно-гигиеническое значение. С увеличением степени освещенности повышается производительность труда (иногда на 15 % и более) и качество работ, понижается производственный травматизм и аварийность.

Освещение может быть естественным, искусственным или смешанным. Искусственное освещение подразделяется на рабочее, аварийное и охранное, общее и местное.

Наиболее благоприятным для здоровья человека является естественное освещение. Оно создается природными источниками света и меняется в зависимости от времени суток, года, географической широты местности, состояния атмосферы и других факторов.

При естественном освещении открытых пространств освещенность горизонтальных поверхностей составляет: 0,0005 лк в безлунную ночь; до 0,2 лк при свете полной луны; до 100 000 лк при прямых лучах солнца. Для оценки естественного освещения внутри зданий принимается коэффициент естественной освещенности (КЕО), равный отношению освещенности в какой-либо точке внутри помещения ($E^в$) к одновременно измеренной освещенности наружной площадки ($E^н$):

$$КЕО = 100E^в / E^н$$

Этот коэффициент зависит от размеров и расположения световых проемов, степени пропускания ими света, отражающих способностей внутренних поверхностей и т.д. По санитарным нормам в зависимости от производственных целей КЕО определен в пределах от 1 до 10 %.

В зависимости от назначения помещений и вида выполняемой работы нормируемая освещенность помещений может быть от 5 до 5000 лк. Лучшими источниками искусственного света являются люминесцентные лампы, но в строительстве наибольшее распространение получили пустотные лампы накаливания.

Разряды зрительных работ (СНиП 23-05-95 Искусственное освещение):

- I – наивысшей точности;
- II – очень высокой точности;
- III – высокой точности;
- IV – средней точности;
- V – малой точности;

VI – грубая;

VII – работа со светящимися материалами и изделиями в горячих цехах;

VIII – общее наблюдение за ходом производственного процесса.

Таблица 39 - Нормы освещенности для производственных помещений

Разряд зрительных работ	Наименьшее нормированное значение КЕО, e_n , % при совмещенном освещении	
	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении
I	3	1,2
II	2,5	1
III	2	0,7
IV	1,5	0,5
V и VII	1	0,3
VI	0,7	0,2

При отключении сети для временного освещения рабочих мест можно использовать аварийное освещение.

3.2.2 Производственный шум и вибрация

Источник шума и вибрации на КЭС - турбогенераторы, компрессоры, вентиляторы, насосы, мельницы и т.д. Шум машин вызван наличием механических вибраций деталей, которые возникают в связи с неуравновешенностью зазоров и недостаточной жесткостью крепления узлов и деталей. Для устранения вибрации производятся статическая и динамическая балансировка деталей, происходит изменение зазоров в узлах и в сочленениях. Для уменьшения вибрации, машины изолированы от фундамента с помощью низкочастотной пружинной виброизоляции.

Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное действие на организм человека. Работающие в условиях длительного шумового воздействия испытывают раздражительность, головные боли, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, боли в ушах и т. д. Под воздействием шума снижается концентрация внимания, нарушаются

физиологические функции, появляется усталость в связи с повышенными энергетическими затратами и нервно-психическим напряжением, ухудшается речевая коммутация. Длительное воздействие интенсивного шума [выше 80 дБ] на слух человека приводит к его частичной или полной потере.

Для снижения шума применяют следующие методы: уменьшение шума в источнике, изменение направленности излучения, рациональная планировка предприятий и цехов, акустическая обработка помещений, уменьшение шума на пути его распространения.

Когда практически невозможно уменьшить шум до допустимых величин общетехническими мероприятиями, используют средства индивидуальной защиты. К этим средствам относят:

- Вкладыши - мягкие тампоны из ультратонкого волокна (снижение шума 5...20дБ);
- Наушники - применяют при воздействии шумов с высокими уровнями (более >80дБ);
- Шлемы - применяют, когда вкладыши и наушники не обеспечивают необходимой защиты.

3.2.3 Защита от вибрации

Общая вибрация возникает при работе генераторов, турбин, компрессоров, насосов, вентиляторов. Локальная вибрация возникает при работе с ручным пневматическим и электроинструментом.

Вредное влияние вибрации определяется в том, что у работающих возникает расстройство нервной и сердечно - сосудистой системы и опорно-двигательного аппарата, что в конечном итоге приводит к виброболезни. Параметры общей вибрации нормируются СН 2.2.4/2.1.8.566-96.

Для снижения уровня вибрации, проводятся следующие мероприятия: производится точная балансировка всех вращающихся частей машин, в особенности быстроходных.

Оборудования, машины и механизмы, которые являются источниками вибрации, устанавливаются на специальные фундаменты, рассчитанные так, чтобы амплитуда колебаний подошвы фундамента не превышала 0,1-0,2 мм. Производится уменьшение числа оборотов источников вибрации или снижение жесткости крепления оборудования к фундаменту (установка прокладок из резины, пружин).

3.3 Поражение человека электрическим током и электробезопасность

Электрический ток, который проходит через тело человека, оказывает тепловое, химическое и биологическое воздействия. Тепловое действие проявляется в виде ожогов кожи тела, перегрева различных органов. Химическое действие ведет к электролизу крови и других содержащихся в организме растворов, это приводит к изменению физико-химических составов, и к нарушению нормального функционирования организма. Биологическое действие электрического тока проявляется в опасном возбуждении живых клеток и тканей организма. В результате такого воздействия они могут погибнуть.

Различают два вида поражения человека электрическим током: электрический удар и электрические травмы. Электрическим ударом называется такое действие тока на организм человека, в результате которого мышцы тела начинают судорожно сокращаться. В результате электрического удара возможен паралич важнейших органов (сердца, мозга и пр.).

Электрической травмой называют действие тока на организм, при котором повреждаются ткани организма: кожа, мышцы, кости, связки. Особую опасность представляют электрические травмы в виде ожогов. Такой ожог появляется в месте контакта тела человека с токоведущей частью электроустановки или электрической дугой.

Причинами смерти человека, попавшего под воздействие электрического тока, является прекращение работы сердца, остановка дыхания вследствие паралича мышц грудной клетки и так называемый электрический шок.

Электрический шок представляет собой реакцию организма на уровне нервов, происходит возбуждение электрическим током, которое проявляется в нарушении нормального дыхания, кровообращения и обмена веществ. При длительном шоковом состоянии может наступить смерть. Если своевременно была оказана необходимая врачебная помощь, то шоковое состояние можно снять без дальнейших последствий для человека.

Большую важность имеет путь тока. Поражения оказываются более тяжелыми, если на пути тока оказываются жизненно важные органы (сердце, грудная клетка, головной и спинной мозг). Стоит отметить, что при различных случаях прикосновения будет отличаться величина сопротивления тела человека, следовательно, и величина протекающего через него тока. Наиболее опасными путями прохождения тока через человека являются: «рука — ноги», «рука — рука». Менее опасным считается путь тока «нога — нога».

Причины поражения электрическим током:

- Прикосновение к токоведущим частям, оголенным проводам, контактам электроприборов, рубильников, ламповых патронов, предохранителей, находящихся под напряжением;
- Прикосновение к частям электрооборудования, металлическим конструкциям сооружений и т.п., в обычном состоянии не находящихся, но в результате повреждения (пробоя) изоляции, оказавшейся под напряжением;
- Нахождение вблизи места соединения с землей оборванного провода электросети;
- Нахождение в непосредственной близости от токоведущих частей, находящихся под напряжением выше 1000 В;
- Прикосновение к токоведущей части и мокрой стене или металлической конструкции, соединенной с землей;
- Одновременное прикосновение к двум проводам или другим токоведущим частям, которые находятся под напряжением;

- Несогласованные и ошибочные действия персонала (подача напряжения на установку, где работают люди; оставление установки под напряжением без надзора; допуск к работам на отключенном электрооборудовании без проверки отсутствия напряжения и т.д.).

3.3.1 Электробезопасность

Помещения КЭС и особенно распределительные узлы очень опасны по степени безопасности обслуживания электроустановок относятся к помещениям с повышенной опасностью (высоковольтное оборудование) и особенно опасным (распределительное устройство генераторного напряжения).

Работа с таким электрооборудованием станции должна производиться с учетом требований ПТЭ и ПТБ.

Работы в электроустановках и на электрооборудовании напряжением до и выше 1 кВ производятся при соблюдении следующих условий:

- на производство работ должно быть разрешение лица ответственного за электрохозяйство станции (наряд, распоряжение);
- работа должна производиться не менее, чем двумя лицами(лучше более 2 лиц);
- должны быть выполнены технические и организационные мероприятия, которые обеспечивают безопасность работ.
- при обслуживании электроустановок и производства оперативных переключений должны применяться защитные средства, удовлетворяющие требованиям [6, ПУЭ].

Защитными средствами в электроустановках являются приборы, аппараты, переносные приспособления и устройства, а также отдельные части приборов приспособлений и аппаратов, которые служат для защиты персонала от поражения электрическим током и воздействия электрической дуги и продуктов её горения на человека.

Все изолирующие защитные средства делятся на основные защитные средства и вспомогательные.

Основными называются такие защитные средства, изоляция которых надежно выдерживает рабочее напряжение электроустановок. Дополнительными называются такие защитные средства, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить безопасность от поражения электрическим током. Перечень средств представлен в таблице 27.

Таблица 40 - Основные и дополнительные средства защиты

Напряжение установки	Защитные средства	
	основные	дополнительные
Выше 1 кВ.	1.оперативные и измерительные штанги; 2.изолирующие клещи; 3.указатели напряжения; 4.устройства и приспособления изолирующие.	1.диэлектрические перчатки; 2.диэлектрические боты; 3.резиновые коврики; 4.изолирующие подставки.
До 1 кВ.	1.диэлектрические перчатки; 2.инструмент с изолированными рукоятками; 3.указатели напряжения.	1.диэлектрические галоши; 2.резиновые коврики; 3.изолирующие подставки.

Распределительное устройство до 1000 В. должно быть укомплектовано следующими защитными средствами:

- указатель напряжения;
- диэлектрические перчатки – 2 пары;
- переносные заземления – не менее 2 шт.;
- диэлектрические коврики – 2 шт.;
- диэлектрические галоши – 2 пары;
- изолирующие подставки;
- предупредительные плакаты – не менее 2-х комплектов.

В электроустановках высокого и низкого напряжения должны быть приняты следующие меры безопасности:

1. Все корпуса электрооборудования заземляются путем присоединения их к контуру заземления;
2. На проводах аппаратов должны быть четко указаны положения выключателей;
3. Включение и отключение машин производится лицами, имеющими разрешение на их обслуживание;
4. Перед пуском нужно осмотреть и убедиться в готовности к подаче напряжения и предупредить персонал;
5. На временных ограждениях вывешиваются предупреждающие плакаты «Стоять! Опасно для жизни».

В электроустановках выше 1000 В осмотр оборудования, аппаратуры производится с порога камеры или стоя перед барьером.

Ремонтные работы производятся обязательно под контролем наблюдающего, который должен находиться всё время на месте производства работ.

3.4 Пожарная безопасность

В целях обеспечения пожарной безопасности при эксплуатации электроустановок необходимо:

1. Все электроустановки должны быть защищены аппаратами защиты от токов КЗ и других ненормальных режимов, могущих привести к пожарам и загораниям;
2. Электрические сети и оборудование, используемые на комбинате, должны отвечать требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ;
3. При эксплуатации электроустановки запрещается:

- использовать электродвигатели и другое оборудование, поверхностный нагрев которого при работе превышает температуру окружающего воздуха более чем на 40 °С;

- использовать кабели и провода с поврежденной изоляцией;

Для обеспечения пожарной безопасности:

1. Помещения обеспечиваются средствами тушения пожара и связи для немедленного вызова пожарной команды;

2. Первичные средства пожаротушения в производственных помещениях и на территории устанавливаются на специальные пожарные щиты (класс пожароопасности П-II оборудуются 2-мя огнетушителями ОХП, лопатой, багром, топором, ведром, ящиком с песком).

3. Пожарные краны внутреннего противопожарного водовода оборудуются рукавами и стволами, заключенными в шкафы;

4. Местоположение пожарных кранов должно быть указано на схеме пожарного водовода;

5. Во всех помещениях электроустановок оборудуются посты с первичными средствами пожаротушения:

- углекислотные огнетушители (ОУ-5);
- ящики с песком;

6. Места оборудования постов с первичными средствами пожаротушения согласуются с органами пожарной охраны;

7. Использование пожарных средств для производственных и хозяйственных нужд запрещается.

В помещении вывешиваются плакаты на противопожарную тематику, у всех телефонов вывешена информация с номерами телефонов пожарной части.

За обеспечение пожарной безопасности ответственность несет директор станции. Все рабочие и служащие проходят подготовку, состоящую из противопожарного инструктажа (первичного и вторичного) и занятий по пожарно-техническому минимуму по специальной программе.

На предприятии имеется пожарная часть и пожарно-техническая комиссия.

3.5 Охрана окружающей среды

Современные КЭС весьма активно воздействуют на окружающую среду: на атмосферу, гидросферу и литосферу. Влияние на атмосферу проявляется в:

- большом потреблении кислорода воздуха для горения топлива;
- выбросе в атмосферу значительного количества продуктов сгорания;
- сбросе воды из конденсаторов турбин, а также промышленные стоки;
- захоронении больших масс золы;
- большом уносе тепла в атмосферу;

При сжигании топлива получают газообразные окислы углерода, серы, азота, ряд которых имеет высокую химическую активность. Летучая зола, прошедшая через золоуловители, загрязняет воздух.

Унос тепла в атмосферу в состоянии влиять на климат больших районов страны.

Для борьбы с этим негативным влиянием необходима установка на станции современных фильтров, но необходимо понимать, что даже самые современные и высокотехнологичные фильтры не позволяют отчистить выбросы на 100%.

Необходимо учесть также, электромагнитные поля, создаваемые электрическими установками высокого и сверхвысокого напряжения. Для устранения этого фактора вводятся, так называемые, санитарные зоны.

КЭС загрязняет гидросферу большими массами теплой воды, сбрасываемыми из конденсаторов турбин, а также промышленными стоками, хотя они проходят тщательную очистку.

3.6 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса. Модульными размерами рабочей поверхности стола для ПЭВМ, на основании которых должны рассчитываться конструктивные размеры, следует считать:

ширину 800, 1000, 1200 и 1400 мм, глубину 800 и 1000 мм при нерегулируемой его высоте, равной 725 мм. Рабочий стол должен иметь пространство для ног высотой не менее 600 мм, шириной - не менее 500 мм, глубиной на уровне колен - не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног - не менее 650 мм. Конструкция рабочего стула должна обеспечивать: ширину и глубину поверхности не менее 400 мм; поверхность сиденья с закругленным передним краем; регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400-550 мм и углам наклона вперед до 15 град, и назад до 5 град.; высоту опорной поверхности спинки 300 ± 20 мм, ширину - не менее 380 мм и радиус кривизны горизонтальной плоскости 400 мм; угол наклона спинки в вертикальной плоскости в пределах ± 30 градусов; - регулировку расстояния спинки от переднего края сиденья в пределах 260-400 мм; - стационарные или съемные подлокотники длиной не менее 250 мм и шириной - 50-70 мм; - регулировку подлокотников по высоте над сиденьем в пределах 230 ± 30 мм и внутреннего расстояния между подлокотниками в пределах 350-500 мм. Рабочее место пользователя ПЭВМ следует оборудовать подставкой для ног, имеющей ширину не менее 300 мм, глубину не менее 400 мм, регулировку по высоте в пределах до 150 мм и по углу наклона опорной поверхности подставки до 20° . Поверхность подставки должна быть рифленой и иметь по переднему краю бортик высотой 10 мм. Клавиатуру следует располагать на поверхности стола на расстоянии 100-300 мм от края, обращенного к пользователю или на специальной, регулируемой по высоте рабочей поверхности, отделенной от основной столешницы. Окна в помещениях, где эксплуатируется вычислительная техника, преимущественно должны быть ориентированы на север и северо - восток. Выполняя планировку рабочего места необходимо учитывать следующее:

1. Рекомендуемый проход слева, справа и спереди от стола 500 мм. Слева от стола допускается проход 300 мм;
2. Рабочие места с ПЭВМ при выполнении творческой работы, требующей

значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, рекомендуется изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5-2,0 м. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов. Дизайн ПЭВМ должен предусматривать окраску корпуса в спокойные мягкие тона с диффузным рассеиванием света. Корпус ПЭВМ, клавиатура и другие блоки и устройства ПЭВМ должны иметь матовую поверхность с коэффициентом отражения 0,4-0,6 и не иметь блестящих деталей, способных создавать блики. Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. При этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики;

3. Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Тип рабочего стула (кресла) следует выбирать с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПЭВМ;
4. Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию;
5. Стул не может располагаться непосредственно на границе площади рабочего места. Рекомендуемое расстояние от спинки стула до границы должно быть не менее 300 мм.

4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 SWOT-анализ

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности и успешности проекта..

SWOT – это акроним слов Strengths (силы), Weaknesses (слабости), Opportunities (благоприятные возможности) и Threats (угрозы). Внутренняя обстановка фирмы отражается в основном в S и W, а внешняя – в О и Т.

Результаты SWOT-анализа представляем в табличной форме(см. таблица 52)

Таблица 41– SWOT-анализа

	Возможности (О)	Угрозы (Т)
	1) Рост спроса на электроэнергию 2) Строительство стратегических предприятий, нуждающихся в электроэнергии 3) Отсутствие конкурентов Близкое расположение полезных ископаемых	1) Негативное влияние на экологию 2) Исчерпание полезных ископаемых
Сильные стороны(S)		
1)Государственная поддержка 2)Квалифицированный персонал 3)Оборудование высокого качества	1) Засчет квалифицированных специалистов и качественного оборудования, производить электроэнергию надлежащего качества, чтобы не потерять доверие на рынке 2) Снабжать электричеством и теплом важные государственные объекты, тем самым обеспечивая себе новых потребителей	1) Устанавливать дополнительные фильтры на выбрасываемые во внешнюю среду воду и углекислый газ 2) Переходить на более экологически чистые источники энергии (например: с угля на природный газ)
Слабые стороны (W)		
1) Большой срок окупаемости 2) Низкий коэффициент полезного действия (КПД) 3) Малое количество инвесторов, готовых вкладывать деньги	1) Уменьшить срок окупаемости за счет работы станции на полную мощность 2) Предлагать более выгодные условия для инвесторов	1) Использовать выхлопные газы и сбрасываемую воду для получения дополнительной тепло или электроэнергии

В результате проведения SWOT-анализа была разработана маркетинговая стратегия, вследствие которой для данного проекта необходимо грамотно спроектировать объект, уменьшить срок окупаемости за счет работы станции на полную мощность и эффективно провести экономический расчет, чтобы учесть все непредвиденные расходы вследствие потенциальных внешних угроз.

4.2 Формирование плана и графика разработки

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверно отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице 2.

Проектная команда – 2 человека, руководитель-проектировщик (РП) и проектировщик (П).

Таблица 42 – Этапы работ

№	Описание работы	Исполнитель
1	Анализ спроса потребителей на энергетические объекты, составление базовых параметров станции	РП
2	Подготовка офиса, закупка оборудования, программного обеспечения	И
3	Составление плана расчета и подготовка конструкторской литературы и справочных данных	И
4	Предварительные вспомогательные расчеты	РП
5	Моделирование режимов работы	И
6	Расчет электрической части КЭС	И
7	Оптимальный выбор оборудования	И

Продолжение таблицы 42

8	Выбор необходимых защит блока	И
9	Расчет защит	РП
10	Подготовка отчетов и записок по проекту	И
11	Общая проверка расчетов и других данных, согласование с различными факторами	И

4.3 Трудоемкость работ

Стоимость проектирования определяется, помимо всего прочего, трудовыми затратами. Для этого определяется трудоемкость каждого исполнителя, которая оценивается вероятностно, в связи с различными факторами процесса.

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5},$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы людей.-дней.;

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), людей.-дней.;

$t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), людей.-дней.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{q_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, людей.-
дней.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну
и ту же работу на данном этапе, человек.

Пример расчета трудоемкости и продолжительности работы 6:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 30 + 2 \cdot 60}{5} = 42,$$
$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i} = \frac{42}{2} = 21.$$

Диаграмма Ганта представляет собой отрезки, размещенные на горизонтальной шкале времени. Каждый отрезок соответствует отдельной задаче или подзадаче. Начало, конец и длина отрезка на шкале времени соответствуют началу, концу и длительности задачи.

Длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где, T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году,

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году,

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

Пример расчета (составление и утверждение технического задания):

Для пятидневной рабочей недели коэффициент календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 119} = 1,48,$$

$$T_{\kappa} = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 21 \cdot 1,48 = 31,08 \approx 32 \text{ дней.}$$

Для шестидневной рабочей недели коэффициент календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 65} = 1,216 \approx 1,22$$

$$T_{\kappa} = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 21 \cdot 1,22 = 25,62 \approx 26 \text{ дня.}$$

Данные по продолжительности работ сведены в таблицу 3.

Таблица 43 – Календарный график

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ож\kappa i}$, чел-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Анализ спроса потребителей на энергетические объекты, составление базовых параметров станции	2		4		3		3		4	

Продолжение таблицы 43

Подготовка офиса, закупка оборудования, программного		5		8		6		6		9
Составление плана расчета и подготовка конструкторской литературы и справочных данных		3		4		3		3		5
Предварительные вспомогательные расчеты	10		15		12		6		8	
Моделирование режимов работы		8		14		10		5		8
Расчет электрической части КЭС		10		15		12		6		9
Оптимальный выбор оборудования		7		10		8		8		12
Выбор необходимых защит блока		15		20		17		9		13
Расчет защит	6		13		9		5		7	
Подготовка отчетов и записок по проекту		17		20		18		9		14
Общая проверка расчетов и других данных, согласование с различными факторами		5		8		6		3		5

По таблице можем наблюдать временные показатели проведения научного исследования. По данной таблице построим календарный план (Диаграмму Ганта).

Таблица - 44 диаграмма Ганта

№ работ	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ									
				февраль				март			апрель		
				1-4	5-13	15-19	22-29	1-9	10-18	19-30	31-12	13-19	20-3
1	Подготовка офиса, закупка оборудования, программного	Инженер	4										
2	Составление плана расчета и подготовка конструкторской литературы и справочных данных	Инженер	5										
3	Предварительные вспомогательные расчеты	Руководитель	9										
4	Моделирование режимов работы	Инженер	8										
5	Расчет электрической части КЭС	Инженер	9										
6	Оптимальный выбор оборудования	Инженер	12										
7	Выбор необходимых защит блока	Инженер	13										
8	Расчет защит	Руководитель	7										
9	Подготовка отчетов и записок по проекту	Инженер	14										
10	Общая проверка расчетов и других данных, согласование с различными факторами	Инженер	5										

■ – руководитель, ■ – инженер

4.4. Формирование бюджета затрат на проектирование

Представим расчет материальных затрат в таблице 5.

Таблица – 45 Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы ($З_m$), руб.
Бумага	Пачка	1	300	450
Комплект картриджей для принтера (цветной + черный)	Шт	1	2500	2500
Набор настольный канцелярский	Шт	1	300	450
Итого				3400

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп},$$

где, $З_{осн}$ – основная заработная плата,

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p,$$

где, $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника,

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 3),

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot М}{F_{\text{д}}},$$

где, $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $М = 11.2$ месяца, 5-дневная неделя,

при отпуске в 48 раб. дней $М = 10.4$ месяца, 6-дневная неделя,

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}},$$

где, $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.,

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0.12 (т.е. 12% от $З_{\text{тс}}$),

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $З_{\text{тс}}$),

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1.3 (для Томска).

Пример расчета заработной платы для руководителя (шестидневная рабочая неделя):

$$\begin{aligned} З_{\text{м}} &= З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = \\ &= 27484 \cdot (1 + 0.12 + 0.2) \cdot 1.3 = 47163 \text{ руб.}, \end{aligned}$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot М}{F_{\text{д}}} = \frac{47163 \cdot 10.4}{252} = 1946 \text{ руб.},$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 1946 \cdot 14 = 27244 \text{ руб.}$$

Пример расчета заработной платы для инженера (почасовая):

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 300 \cdot 25 = 7500 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата в итоге получилась 34744 руб., что занимает основную часть бюджета затрат проекта.

Кроме основной заработной платы необходимо выплачивать дополнительную. Дополнительной заработной платой называют плату, начисленную рабочим не за фактически выполненные работы или проработанное время, а в соответствии с действующим законодательством, в том числе оплата очередных отпусков рабочих и служащих, льготных часов, времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей, и др. Дополнительная заработная плата учитывается так же, как и основная, и включается в фонд заработной платы предприятия.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}},$$

где, $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0.12 – 0.15).

Дополнительная заработная плата для руководителя:

$$З_{\text{доп}} = 0.14 \cdot 27244 = 3814 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата для инженера:

$$З_{\text{доп}} = 0.14 \cdot 7500 = 1050 \text{ руб.}$$

Отчисления в социальные фонды:

При оплате труда, организация (работодатель) сталкивается с платежами во внебюджетные фонды. С вознаграждений работникам в образовательных учреждениях по трудовым договорам уплачиваются взносы в Пенсионный фонд (ПФР), Фонд обязательного медицинского страхования (ФФОМС).

Общие тарифы в 2018 году составляют в ПФР — 22% (с выплат свыше 711 000 руб. – 10%), в ФФОМС — 5,1%. Общий платёж составляет 27.1%.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

где, $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2018 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ отчисления во внебюджетные фонды составляют 30.2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (таблица 7).

Таблица – 46. Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	27244	3814
Инженер	7500	1050
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого		
Руководитель	9379	
Инженер	2582	

Отчисления во внебюджетные формы составили для руководителя 9379 руб., а для инженера – 2582 руб.

Накладные расходы:

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{нр},$$

где, $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Рассчитаем амортизацию отчислений. Амортизация рассчитывается только на оборудование выше 40 000 руб.

Расчет амортизационных отчислений, на полное восстановление основных средств, производится по нормативам амортизации утвержденном в установленном действующим законодательством порядке, и определенным в зависимости от балансовой стоимости оборудования. Для проектирования необходимы следующее оборудование (выше 40 тыс.руб.):

– компьютер - 45000 рублей

$$C_{\text{ОБОР.}} = 45000 \text{ руб.},$$

Определим сумму амортизационных отчислений:

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп}}}{T_{\text{Г}}} \cdot \frac{1}{T_{\text{сл}}} \cdot C_{\text{обор}} = \frac{3}{12} \cdot \frac{1}{3} \cdot 45000 = 4750 \text{ руб.},$$

где, $T_{\text{исп.}}$ - время использования оборудования = 3 месяца,

$T_{\text{Г}}$ - количество использования в год = 12 месяцев,

$C_{\text{ОБОР.}}$ - стоимость оборудования,

$T_{\text{сл.}}$ - срок службы оборудования = 3 лет,

Годовая норма амортизации составляет 10,5%.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 8.

Таблица – 47. Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.	%
1. Материальные затраты НТИ	3400	1
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	179026	59.3
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	25063	7.1

4. Отчисления во внебюджетные фонды	55307	18
-------------------------------------	-------	----

Продолжение таблицы 47

5. Амортизация	4750	0.8
6. Накладные расходы	40221	13.8
7. Бюджет затрат НТИ	307767	100

Бюджет затрат НТИ составляет 307767 руб. Из этой стоимости основные затраты составляют заработная плата составляет 34744 руб.

4.5. Определение ресурсной эффективности

исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Так как определение финансовой эффективности не представляется возможным в данном случае, произведем оценку ресурсоэффективности научной разработки.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

Где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки,

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в форме таблицы (табл. 9).

Таблица 48 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1 БМИ	Исп.2 ББИ	Исп.3 МБИ
Надежность работы	0,1	5	3	4
Габаритные размеры	0,111	5	5	3
Уровень материалоемкости разработки	0,15	4	2	3
Технические характеристики	0,139	5	4	3
Ремонтопригодность	0,139	5	4	3
Простота изготовления	0,111	4	3	3
Пожаробезопасность	0,139	4	4	4
Простота обслуживания	0,112	4	4	5
ИТОГО	1	4,5	3,625	3,13

В результате выполнения заданий данного раздела был проведен SWOT-анализ, который дал возможность провести оценки факторов и явлений, влияющих на проект. Были исследованы внешняя и внутренняя среды проекта. При проведении планирования технико-экономического проекта был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Длительность работ в календарных днях руководителя составляет 19 дней, а инженера 75 дней.

Для осуществления проекта необходимы материальные затраты, затраты на оплату труда и все необходимые расходы. Общий бюджет затрат составил 307767 руб.

С точки зрения ресурсной эффективности, для решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи был выбран наиболее подходящий

и выгодный вариант, так как именно он имеет наибольший интегральный показатель ресурсоэффективности (4,5).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной работы рассмотрены основные задачи проектирования конденсационной электростанции установленной мощностью 400 МВт, а так же произведен анализ самозапуска двигателей собственных нужд.

Спроектированная КЭС обладает высокими эксплуатационными характеристиками и надежностью. По данным расчетам был произведен выбор оборудования, а именно турбогенераторы мощностью 200 и 100 МВт, силовые трансформаторы тока, автотрансформаторы связи, шины, кабеля, провода. Произведен выбор коммутационных аппаратов в цепях расчетного присоединения. Прогнормон и аналитически рассчитан ток КЗ на шине 110 КВ и выводах блочного генератора. Спроектирована измерительная подсистема. Выбрали схему электрического соединения распределительных устройств, а именно : две рабочие системы сборных шин с обходной, с одним выключателем

на присоединение. Спроектировали систему электроснабжения собственных нужд.

В втором разделе рассмотрены режимы работы электродвигателей собственных нужд. Для турбогенератора 200 МВт выбран состав механизмов собственных нужд, схема электроснабжения, основной и резервный трансформатор собственных нужд. В промышленной программе «Мустанг» выполнено моделирование процесса самозапуска двигателей собственных нужд после кратковременного перерыва питания, вызванного коротким замыканием. Для всех электродвигателей собственных нужд обеспечен успешный самозапуск. В программной среде MathCad рассчитаны статические механические и электромеханические асинхронный двигателя.

В среде MATLAB был произведен прямой пуск асинхронного двигателя и расчет переходных процессов скорости, момента и динамической характеристики для режима пуска при вентиляторной нагрузке на валу

двигателя системы «Преобразователь частоты – Асинхронный двигатель. С помощью графиков полученных при моделировании можно сделать вывод, что двигатель работает стабильно при частотах 50, 40, 25, 16,7 Гц.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.:ил.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.:ил.
3. Усов С.В. Электрическая часть электростанций. - Л.: Энергоатомиздат, 1987. - 616 с.:ил.
4. Электрическая часть станций и подстанций/ Под редакцией Васильева А.А. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 576 с.:ил.
5. Правила устройства электроустановок ПУЭ: Утв. Мин. топлива и энергетики РФ. – 7-е изд. – Москва: НЦ ЭНАС, 1999. – 79 с.
6. Коломиец Н.В., Пономарчук Н.Р., Елгина Г.А. Режимы работы и эксплуатации электрооборудования электрических станций: учебное пособие. Томский политехнический университет – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 80 с.
7. Башлыков И.М., Бердышев О.В., Трефилов В.А., и др. Методы и средства защиты человека от опасных и вредных производственных факторов. Учебное пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 346 с.
8. Амелькович Ю.А., Анищенко Ю.В., Вторушина А.Н. и др. Лабораторный практикум по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей: учебное пособие – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2010. – 236 с.
9. Харлов Н.Н. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике : учебное пособие. Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск : Изд-во ТПУ, 2008. — 200 с.
10. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.13 г. №328н. – 125 с.